

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“AUTOMATIZAR LA SINCRONIZACIÓN, PUESTA EN
PARALELO Y CONTROL DE VARIABLES FÍSICA Y
ELÉCTRICAS EN GRUPOS ELECTRÓGENOS DE
EMERGENCIA”**

**SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL
GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS
DE LA ELECTRÓNICA CON MENCIÓN EN
CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN**

AUTORES

Bach. EDUARDO PABLO VEGA ZAPATA

Bach. EPIFANÍA EULOGIA PÉREZ ESTRELLA

Callao, 2019

PERÚ

DEDICATORIA

De parte del Bach. Eduardo Pablo Vega Zapata:

A mi familia, a mis difuntos padres y amigos por su apoyo incondicional.

De parte de la Bach. Epifanía Eulogia Pérez Estrella:

A mis amados padres, In memoriam y a mis hijos Miguel, Sabina y Valentín, quienes son el motivo de mi existencia.

AGRADECIMIENTOS

De parte del Bach. Eduardo Pablo Vega Zapata:

Agradezco el apoyo de mi esposa, Julia, mis hijos y mi sobrina Otilia en la realización de este trabajo, así como también el soporte brindado por mis amigos y colegas. Así mismo, deseo expresar mi gratitud hacia mis padres, que en paz descansen, por inculcarme los valores necesarios para encaminarme en la vida. Por último, pero no menos importante, doy gracias a todas aquellas personas que de una u otra manera prestaron su apoyo para llevar a buen término el presente trabajo de investigación.

De parte de la Bach. Epifanía Eulogia Pérez Estrella:

Agradezco a Dios por haber guiado mis pasos, a mis padres por su ejemplo de constancia y valentía frente a las adversidades. A los maestros que nos brindaron sus consejos basados en la experiencia y en sus conocimientos para poder lograr la culminación de este trabajo. Por último, agradezco a mis hijos, que están presentes en mi mente y en mi corazón y que son la fuerza que me nutre día a día.

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE FIGURAS	4
CAPÍTULO I	12
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.1. Descripción de la realidad problemática	12
1.2. Formulación del problema	13
1.2.2. Problemas Específicos	13
1.3. Objetivo de la investigación	13
1.4. Justificación del problema	14
1.5. Limitaciones y facilidades	14
CAPÍTULO II	15
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1. Antecedentes del estudio	15
2.2. Marco filosófico	18
2.2.1. Fundamento ontológico	18
2.2.2. Fundamentación metodológica	18
2.2.3. Fundamentación epistemológica	18
2.3. Bases teóricas	19
2.3.1. Generador Síncrono	19
2.3.2. El generador síncrono de rotor de polos salientes	19
2.3.3. El generador síncrono de rotor cilíndrico	21
2.3.4. Características principales del estator	22
2.3.5. Sistemas de excitación de campo y excitadores	25
2.3.6. Circuito equivalente y Diagrama Fasorial	37
2.3.7. Eficiencia, potencia y Tamaño de las máquinas eléctricas	41
2.3.8. Sistemas de enfriamiento	41
2.3.9. Principios de operación del generador trifásico	43
2.3.10. Salida de potencia de un generador trifásico	45
2.3.11. Conexión estrella Y	45
2.3.12. Conexión delta Δ	47
2.3.13. Potencia activa, reactiva y aparente en circuitos trifásicos	47
2.3.14. Cortocircuito y circuito abierto de los generadores	54

2.3.15. Pérdidas y eficiencia	56
2.3.16. Operación en paralelo de los grupos electrógenos	58
2.3.17. Condiciones requeridas para generadores en paralelo	64
2.3.19. Similares características constructivas	68
2.3.20. Procedimiento para conectar los generadores	68
2.3.21. Sincronización de los generadores	69
2.3.22. Uso de un sincronoscopio	72
2.3.23. Sincronización automática	73
2.3.24. Puesta a carga	74
2.3.25. Esquema alternador síncrono real	77
2.3.26. Consideraciones a tener en cuenta	78
2.3.27. Consideraciones a sistemas Actuales de Baja Tecnología	79
2.3.28. Problemática de los sistemas actuales usados en el Perú	80
2.3.29. Monitoreo de los grupos electrógenos en el Perú	81
2.3.30. Sistema de monitoreo de equipos a distancia	82
2.3.31. Métodos o formas de acceso inalámbrico a la red	85
2.3.32. Características de un sistema de monitoreo de generadores	89
2.3.33. Monitoreo de variables físicas y eléctricas	90
2.3.34. Implementación y desarrollo de la arquitectura del sistema	92
2.3.35. Sistema adquisición de datos	94
2.3.36. Velocidad de muestreo recomendada	95
2.3.37. Tiempo de conversión	98
2.3.38. La etapa de acondicionamiento de la señal	99
2.3.39. Subsistemas de procesamiento de datos	105
2.3.40. Trabajo para el interruptor de Transferencia Automático	119
2.3.41. Interruptor de Transferencia Automático	120
2.3.42. Algoritmo de un interruptor de transferencia automático	124
2.4. Definición de términos básicos	133
CAPÍTULO III	137
3. VARIABLES E HIPOTESIS	137
3.1. Definición de las variables	137
3.2. Operacionalización de las variables	137
3.3. Hipótesis general e Hipótesis específicas	138

CAPÍTULO IV	139
4. METODOLOGIA	139
4.1. Tipo de investigación	139
4.2. Diseño de la investigación	139
Control de tiempos para reposición de la Energía Eléctrica	188
4.3. Población y muestra	191
4.4. Técnica e instrumentación para recopilar información	191
CAPÍTULO V	192
5. RESULTADOS:	192
CAPÍTULO VI	195
6. CONCLUSIONES	195
CAPÍTULO VII	198
7. RECOMENDACIONES	198
CAPÍTULO VIII	200
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	200
ANEXOS	203
1. Matriz de consistencia	204
2. Módulo DSE8610	205
3. Módulo DSE8660	207
4. Interruptor de transferencia en la barra de carga	209
5. Esquema eléctrico de la barra de generadores	210
6. Diagrama en bloques del generador con PMG	210
7. Interruptor electromagnético sentron 3WL	212

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Rotor de polo saliente	20
figura 2. Generador con rotor de polo saliente.....	21
figura 3. Rotor de polos lisos.....	21
figura 4. Generador con rotor cilindrico.....	22
figura 5. Devanado de un estator.....	24
figura 6. Soporte del estator.....	24
figura 7.. Corte transversal de un generador síncrono.....	25
figura 8. Sistema de excitación con dc.....	26
figura 9. Excitación mediante excitatrices de corriente continua.....	27
figura 10. Excitación mediante excitatrices de corriente alterna con diodos	28
figura 11. Sistema de excitación sin escobillas.....	30
figura 12. Autoexcitación indirecta	32
figura 13. Autoexcitación directa.....	33
figura 14. Excitación sin escobillas con autoexcitación indirecta y compensación.....	34
figura 15.. Sistema de excitación ac estacionario	35
figura 16. Sistema de excitación estatico.....	37
figura 17. Circuito equivalente monofásico	38
figura 18. Circuito equivalente conectado a una carga	39
figura 19. Distribución del campo magnético para cinco ranuras por fase	40
figura 20.. Representación vectorial de los voltajes con diferentes cargas	41

figura 21. Sistema de enfriamiento hidráulico	43
figura 22. Generador trifásico con rotor de dos polos	44
figura 23. Conexión estrella y.....	46
figura 24. Conexión delta Δ	47
figura 25. Diagrama fasorial con carga resistiva	48
figura 26. Reacción del inducido con carga resistiva	49
figura 27. Diagrama vectorial del generador con carga inductiva	49
figura 28.. Reacción del inducido con carga inductiva	50
figura 29. Diagrama vectorial del generador con carga capacitiva.....	50
figura 30. Reaccion del inducido a carga capacitiva	51
figura 31. Generador trifasico con una sola fase.....	52
figura 32. Característica de circuito abierto.....	55
figura 33. Característica de corto circuito.....	56
figura 34. Generadores operando en paralelo	58
figura 35. Gráfica del voltaje 120v - 60 hz.....	65
figura 36. Gráfica del voltaje 120v - 58 hz.....	66
figura 37. Diferencia de frecuencias de 2hz	66
figura 38. Secuencia de fases.....	67
figura 39. Sincronizacion en lamparas apagadas	69
figura 30. Diferencia de potencial en las lamparas	70
figura 41. Sincronización lámparas encendidas.....	70
figura 42. Diferencia de potencial.....	71
figura 43. Puesta en paralelo del generador- instrumentos.....	71
figura 44. Sincronoscopio de luces encendidas	72

figura 45. Sincronoscopio de aguja.....	72
figura 46. Aumento de máquina motriz	75
figura 47. Variación de la excitación	76
figura 48. Aumento de la velocidad y excitación	76
figura 49.. Esquema real del alterador en paralelo	77
figura 50. Tablero para puesta en paralelo de generadores	78
figura 51. Evolución de la plataforma gsm inicial	87
figura 52. Evaluación de la plataforma gsm inicial	87
figura 53. Manejo de información en el grupo electrógeno	92
figura 54. Conexionado modulo esclavo – maestro	93
figura 55. Subsistema de adquisición de datos.....	101
figura 56. Esquema de un sistema de adquisición de datos	104
figura 57. Sistema digital de adquisición de datos	104
figura 58. Canales de corriente del ade7758	106
figura 59. Canal de tensión del ade7758	107
figura 60. Operación de escritura serial ade7758	108
figura 61. Operación de lectura serial ade7758	109
figura 62. Señal de potencia activa a plena escala en el ade7758	110
figura 63. Cálculo de energía activa en el ade7758	111
figura 64. Cálculo de potencia reactiva ade7758	113
figura 65. Cálculo de potencia aparente ade7758.....	114
figura 66. Cálculo de corriente ade7758	116
figura 67. Cálculo de tensión ade7758.....	117
figura 68. Memoria sd	119

figura 69. Interruptor de transferencia con 4 generadores a barra común	124
figura 70. Diagrama de flujo para iniciar y finalizar la transferencia automática	125
figura 71. Diagrama de flujo para el proceso de transferencia automático	126
figura 30. Diagrama de flujo para calentar relojes.....	128
figura 73. Diagrama de flujo para arranque semanal de grupos electrogenos.....	128
figura 74. Diagrama de flujo para cierre del interruptor de transferencia	129
figura 75. Diagrama de flujo para la sincronizacion	131
figura 76. Diagrama de flujo para transferencia de carga a la red comercial.....	132
figura 77. Grupo eléctrico onan ddbf - 275 kva.....	143
figura 78. Grupo eléctrico onan modelo dfcc - 350 kva	144
figura 79. Grupo eléctrico kohler modelo 1000rozd71 – 1250 kva....	144
figura 80. Grupo electrogeno caterpillar modelo c32 – 1300 kva.....	145
figura 81. Tableros de transferencia automática (ats).....	150
figura 82. Esquema del ats a ser utilizado en el sistema	151
figura 83. Flujograma de transferencia y re transferencia automática ...	154
figura 84. Flujograma de generadores a la red	155
figura 85. Flujograma de calentamiento semanal de generadores	156
figura 86. Flujograma de anulación del calentamiento semanal de generadores.....	156
figura 87. Módulo principal de transferencia y sincronización	157

figura 88. Arreglo utilizado para control de sincronización y transferencia	163
figura 89. Tablero de sincronización y transferencia automático	164
figura 90. Equipos controladores de sincronización y transferencia	165
figura 91. Interruptor sentron 3wl siemenes	166
figura 92. Horas trabajadas vs. Costo por tarea.....	176
figura 93. Horas totales vs. Costo total	177
figura 94. Costo total por componente	179
figura 95. Costo para periféricos del tablero de transferencia.....	180
figura 96. Tiempo para reposicion del sistema electrico sistema actual	188
figura 97. Tiempo de reposicion del sistema electrico sistema propuesto	189
figura 98. Perdida economica por no contar con sistema propuesto	190
figura 99. Dos grupos electrógenos en paralelo y sincronizados con la red	192
figura 100. Cuadro de conmutación 2500a - sincronización entre dos generadores con la red	193
figura 101. Funcionamiento de varios generadores en paralelo y en emergencia con la red.....	194

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de los generadores ubicados en la sala de maquinas	145
tabla 2. Equipos trabajando en red trifasica con 440 v.	146
tabla 3. Equipos trabajando en red monofasica con 220 v.....	146
tabla 4. Circuitos eléctricos con prioridad 1.....	147
tabla 5. Circuitos eléctricos con prioridad 2.....	147
tabla 6. Voltaje vs. Frecuencia vs. Velocidad.....	158
tabla 7. Costo puesta en marcha del sistema	176
tabla 8. Horas trabajadas vs. Costo total por área	177
tabla 9. Precio costo de controladores lógicos programables.....	178
tabla 10. Precio simplificado del costo de los controladores.....	179
tabla 11. Precio de periféricos para sincronización automática	180
tabla 12.. Corte y restablecimiento de energia electrica sistema actual	189
tabla 13. Corte y restablecimiento de energia electrica sistema propuesto	190
tabla 14. Cuadro comparativo horas de reposicion de la energia electrica vs. Perdida economica por no tener sistema automatizado.....	191

Resumen

El presente trabajo de investigación realiza una descripción detallada de los grupos electrógenos síncronos, teniendo en cuenta las condiciones necesarias para realizar la sincronización y transferencia automática, también mencionaremos las ventajas de operar varios generadores de corriente alterna en paralelo.

El sistema de transferencia estará formado por dos partes principales.

1.- La primera parte será el Controlador Lógico Programable que cumple la función inteligente del sistema, la etapa de control ordena el arranque de los grupos electrógenos de emergencia, su sincronización, puesta en paralelo y transferencia a la barra común, la conexión para alimentar la carga y la protección de los generadores.

2.- La segunda parte será el sistema de fuerza, que estará formado por los interruptores termomagnéticos, interruptores motorizados y toda su periferia, el sistema de fuerza actuará según las ordenes enviadas por el controlador lógico programable.

El sistema de adquisición de datos estará formado por un protocolo de comunicaciones RS-485 que se encargará del control de una red de dispositivos y la visualización de diferentes magnitudes tales como: frecuencia, voltaje, intensidades de corriente, potencias etc.

Con el algoritmo interno del PLC se pueden modificar las variables del generador y las del motor diésel, los datos que se están recibiendo y enviando a través de las redes nos permiten visualizar las ondas sinusoidales que está produciendo cada generador durante y después de realizar la sincronización y transferencia automática.

En cada uno de los generadores estará ubicado un módulo de control que nos permitirá monitorear cada una de las variables físicas y eléctricas del generador y realizar las configuraciones correspondientes. TABLA 1.

Abstract

This research work provides a detailed description of the synchronous generator sets, taking into account the conditions necessary to perform automatic synchronization and transfer, we will also mention the advantages of operating several alternating current generators in parallel.

The transfer system will consist of two main parts.

1.- The first part will be the Programmable Logic Controller that fulfills the intelligent function of the system, the control stage orders the start of the emergency generator sets, their synchronization, parallel setting and transfer to the common bar, the connection to feed the load and protection of the generators.

2.- The second part will be the force system, which will be formed by thermomagnetic switches, motorized switches and all its periphery, the force system will act according to the orders sent by the programmable logic controller.

The data acquisition system will consist of an RS-485 communications protocol that will be in charge of the control of a network of devices and the visualization of different magnitudes such as: frequency, voltage, current intensities, powers etc.

With the internal algorithm of the PLC, the variables of the generator and those of the diesel engine can be modified, the data that is being received and sent through the networks allows us to visualize the sine waves that each generator is producing during and after synchronization and automatic transfer.

In each of the generators a control module will be located that will allow us to monitor each of the physical and electrical variables of the generator and make the corresponding settings.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la realidad problemática

La calidad del servicio eléctrico en el sector urbano y sobre todo en el sector rural no está completamente garantizado, por lo que es posible que ocurra un corte total del servicio por causas técnicas u otras fallas no controladas. En la Mina Comarsa específicamente, un corte total del servicio eléctrico no programado es atendida por lo general por un operador encargado de arrancar el grupo electrógeno y realizar la transición de la energía eléctrica de la red pública a los generadores eléctricos de emergencia. Este procedimiento es realizado de forma manual por lo que origina una interrupción momentánea de las actividades productivas de la empresa, ocasionando pérdidas económicas significativas.

Muchas empresas tienen sistemas de transferencia y sincronización automática obsoletos o en el peor de los casos no tienen un sistema automático que detecte el corte de energía eléctrica de la red pública y realice la transición automática a los generadores de emergencia, del mismo modo también pueda detectar el restablecimiento de la energía eléctrica de la red pública y desconectar los generadores de emergencia.

Estudios de operatividad del sistema actual de la Mina Comarsa evidencia deficiencias en el sistema de sincronización de los generadores y la demora en el restablecimiento de la energía eléctrica en los diferentes puntos de producción, ocasionando pérdidas económicas y el no cumplimiento de un cronograma de actividades establecido.

1.2. Formulación del problema

De lo expuesto anteriormente se formulan las siguientes preguntas de investigación.

1.2.1. Problema general

¿Cómo el diseño e implementación de un sistema de sincronización y transferencia automático, basado en tecnología de control y módulos PLC en la mina Comarsa, permitirá un control eficiente en los grupos electrógenos de emergencia?

1.2.2. Problemas Específicos

- a) ¿Cómo influye un sistema de sincronización y transferencia automático en las instalaciones y redes eléctricas de la mina Comarsa?
- b) ¿En qué medida la implementación del sistema de sincronización y transferencia automático influye en los tiempos de reposición de la energía eléctrica en la mina Comarsa?

1.3. Objetivo de la investigación

1.3.1. Objetivo General

Demostrar que la tecnología de control y módulos PLC utilizados en el diseño e implementación del sistema de sincronización y transferencia automático lograra un control eficiente en grupos electrógenos de emergencia.

1.3.2. Objetivos Específicos

- a) Demostrar que el sistema de sincronización y transferencia automático influye positivamente en las instalaciones y redes eléctricas de la mina Comarsa.
- b) Establecer los tiempos de reposición de la energía eléctrica con el sistema de sincronización y transferencia automático.

1.4. Justificación del problema

La importancia de tener un sistema automatizado en el control de grupos electrógenos es eliminar los errores humanos, disminuyendo el tiempo de accionamiento en distintos elementos actuadores (Interruptores Termomagnéticos de apertura y Cierre) evitando daños materiales, Económicos, pérdidas humanas y consiguiendo de esta manera seguridad total.

El proyecto planteado ayuda al desarrollo de un conjunto completo de control de carga y gestión del motor en cada generador, basado en controladores Lógicos Programables para utilizarlo con controladores electrónicos de velocidad de motor y un regulador digital de voltaje independiente (DVR2000E) marca Maratón Electric.

1.5. Limitaciones y facilidades

El costo de implementación de un nuevo sistema es siempre un reto que muchas empresas tienen dificultades al realizar el presupuesto de equipos e infraestructura, pero esto se verá compensado con una producción continua, confiable y beneficios económicos para la empresa.

Se realizarán los estudios de pre factibilidad del proyecto para demostrar que el costo del mismo no es obstáculo o impedimento, se harán los cálculos de pérdidas económicas por falta de producción (falta de energía eléctrica, demora en la reposición de la misma) y se comparará con el costo de implementación del sistema.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes del estudio

En la presente tesis se presentarán, algunos aportes e investigaciones desarrolladas en el campo:

Hauser Javier (2013) en su tesis doctoral titulada “Diseño e implementación del control electrónico de una planta eléctrica Caterpillar de 75 kVA, para la empresa corporación LABEXM C.A.” presenta el diseño y la implementación de un sistema de control para una planta eléctrica Caterpillar de 75 kVA, la cual transforma la energía térmica que se produce al explotar el combustible dentro de los cilindros en energía mecánica gracias a la rotación del cigüeñal; utilizando un microcontrolador para la supervisión de la máquina, un servomotor para el control de velocidad y una tarjeta electrónica con circuitos de control de potencia con realimentación para regular el voltaje.

El aporte que nos brinda este antecedente para el presente trabajo de investigación es que nos sirve como referencia para hacer el código fuente y un bosquejo de las posiciones en lo referente a las instrucciones a realizar por los grupos electrógenos. Este trabajo de investigación diseña e implementa el control electrónico, el cual consta de tres partes fundamentales:

- Un sistema de control que regula la velocidad del motor. Controla la cantidad de combustible que se inyecta a los cilindros y ésta a su vez se acciona por medio de un servomotor.
- Un sistema de control que va a regular el voltaje de salida del generador.
- Un control digital, el cual se encarga de la puesta en marcha, parada de emergencia, arranque automático del grupo electrógeno.

Paucará Jonathan (2017), en su tesis de maestría titulada “Diseño de un sistema de detección y compensación de fallas eléctricas tipo *islanding* en *smargrids*”, presenta la estructura de control de un sistema detector y compensador de fallas eléctricas de tipo corte abrupto de energía en una Smart Grid. Para la detección de la falla se ha implementado un algoritmo basado en la inyección y detección de una perturbación en la tensión de la carga. Para la compensación de la falla, el control realiza un cambio en la señal de referencia y pasa al modo desconectado de la red.

Asimismo, se mejoró el control de frecuencia para el proceso de re sincronización con la red eléctrica, una vez que ésta fue reestablecida. Finalmente, el inversor es reconectado a la red eléctrica y se pasa al modo conectado a la red, donde la referencia pasa a ser nuevamente la señal con perturbación.

El aporte que nos brinda este trabajo de investigación es que detalla la problemática en micro inversores actuales conectados y desconectados a la red. Modela el micro inversor y propone un sistema de control, muestra la simulación, el análisis de los resultados de la simulación y su implementación.

Mendoza Edgardo (2012). en su tesis de titulación titulada “Control de una planta generadora de energía eléctrica” - Universidad Tecnológica de la Mixteca”. Presenta el diseño y construcción de un sistema de control para regular el voltaje y la frecuencia de salida de una planta de energía, en sus valores nominales: 127 V/60 Hz ante la conexión y desconexión repentina de cargas, con un tiempo de respuesta de 2,5 segundos.

El aporte que nos brinda este trabajo de investigación es por que aborda el problema controlar una planta de energía eléctrica constituida por un motor de gasolina y un alternador trifásico, con capacidad de 6,6 kW – conexión delta alta en serie y 4 polos. El sistema de control, está basado en dos microcontroladores que se encargan de mantener el voltaje y la

frecuencia en su valor nominal mediante la implementación de dos controladores, uno del tipo P (proporcional) y el otro ON-OFF, el cual está dividido en dos bloques:

- Una tarjeta de control, el cual usa un detector de cruce por cero para medir la frecuencia de la señal generada, comparándola posteriormente con un valor de referencia de manera que se determina el error. Éste se corrige por medio de un actuador, modificando la velocidad del motor de gasolina; que acciona el alternador hasta obtener el valor de frecuencia nominal. Con respecto al control del voltaje, se emplea un lazo de realimentación proporcional al generador; el cual también es comparado con un valor de referencia.
- Una etapa de potencia, para suministrar y manipular el voltaje de excitación del devanado de campo del alternador. Para ello se requiere de un circuito rectificador del voltaje de corriente alterna, una etapa de potencia para el control del actuador y un detector de cruce por cero. Una etapa final de visualización de datos.

En el control de la frecuencia, se utiliza un detector de cruce por cero para medir la frecuencia de la señal generada, comparándola posteriormente con un valor de referencia, de esta manera se determina el error y por medio de un actuador se modifica la velocidad del motor que acciona al alternador, hasta obtener el valor de la frecuencia nominal.

Para el control de voltaje, se emplea un lazo de realimentación de voltaje proporcional, el cual es comparado con un valor de referencia, de esta forma la etapa de potencia entrega un voltaje de excitación proporcional a dicho error, manteniendo el voltaje en su valor nominal.

2.2. Marco filosófico

2.2.1. Fundamento ontológico

El fundamento ontológico del marco teórico se describe de la siguiente manera: El sistema de sincronización y transferencia automática de generadores consiste en un sistema de varios enlaces, controlados por el algoritmo en cada uno de los módulos (modulo esclavo, modulo maestro y PLC del tablero de sincronización y transferencia automática), el objetivo del problema consiste en mantener el sistema operativo para cualquier eventualidad en las líneas de transmisión. El trabajo de monitoreo en la red será realizado por el PLC ubicado en el TTA, mediante el algoritmo implementado.

2.2.2. Fundamentación metodológica

Diseñar y desarrollar procedimientos estándares para sustentar un estudio de factibilidad y confiabilidad para la vigencia y operatividad del plan del proyecto de investigación.

Se toma como punto de partida las bases de conocimiento teórico y práctico con el objetivo de innovar sistemas de control y distribución, cumpliendo con las metas trazadas. Se realizarán pruebas y simulaciones continuas en diferentes escenarios hasta alcanzar resultados óptimos, eficientes y de calidad que beneficien al usuario y a las comunidades aledañas.

2.2.3. Fundamentación epistemológica

Nuestra sociedad industrial, paso por diferentes etapas. En el siglo XIX, se produjo la Revolución Industrial, impulsada por la máquina de vapor. La introducción de las maquinas eléctricas, caracterizó la primera mitad del siglo XX. Con la invención del transistor en el año 1948, se inició la "Primera Revolución Electrónica", se produjo el fenómeno de la globalización. Con la invención del tiristor en 1956 caracterizó, la

“Segunda Revolución Electrónica” que culmina con la madurez de la electrónica de potencia en los albores del siglo XXI. La aparición de nuevas estructuras y funcionalidades de los inversores estáticos. El desarrollo de los componentes electrónicos, unida a la evolución de los inversores estáticos y del control, ha evolucionado rápidamente, en la última década del siglo XX.

2.3. Bases teóricas

El tema principal a tratar en esta tesis es el control de generadores en paralelo, por lo que se estudiarán a los generadores síncronos o alternadores, que son máquinas sincrónicas utilizadas para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de tipo corriente alterna (AC).

Un generador es una máquina eléctrica rotativa que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Lo consigue gracias a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil llamada rotor, y la parte estática que se denomina estator.

Para entender mejor el principio de funcionamiento de los generadores sincrónicos, es necesario estudiar previamente las máquinas síncronas.

2.3.1. Generador Síncrono

Los generadores síncronos trifásicos son el principal mecanismo que convierten la energía mecánica en energía eléctrica, llegando a tener potencias de más de 1000 MW. El generador síncrono es parte fundamental en las plantas de generación de energía eléctrica. En esta sección se presentan las características de estos generadores.

Los generadores síncronos pueden operar con un campo magnético estacionario o con uno rotatorio.

2.3.2. El generador síncrono de rotor de polos salientes

Este tipo de generador se utiliza por lo general en centrales hidroeléctricas donde las turbinas giran a bajas velocidades (entre 50 y

300 rpm). Como se requiere una frecuencia de 50 o 60 Hz, se necesita un gran número de polos en el rotor, por esa razón los rotores de baja velocidad tienen un gran tamaño, Figura 1.

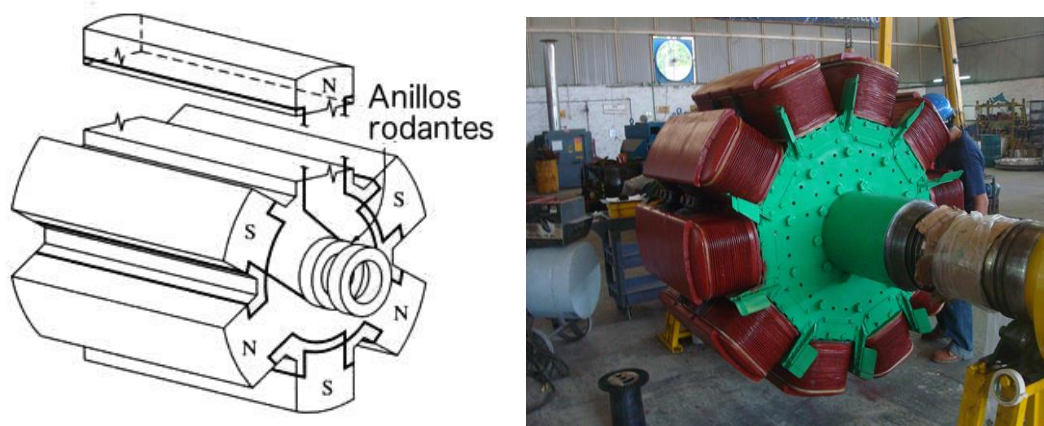


FIGURA 1. ROTOR DE POLO SALIENTE

FUENTE: Adaptado de M&M Bobinados Industriales.

En un generador síncrono de campo estacionario, los polos magnéticos estacionarios son generados por una corriente directa en el devanado del estator. El rotor tiene un devanado trifásico y sus terminales están conectadas a anillos colectores situados en el eje. El voltaje trifásico inducido en la armadura rotatoria está en función de la velocidad de rotación y de la corriente directa de excitación en los polos estacionarios. La frecuencia del voltaje inducido está en función de la velocidad y del número de polos en el campo, Figura 2.

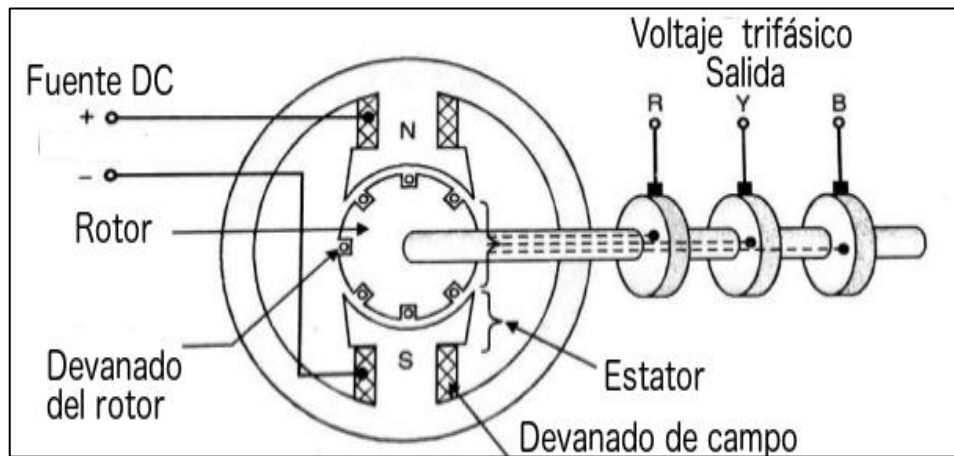


FIGURA 2. GENERADOR CON ROTOR DE POLO SALIENTE

FUENTE: Adaptado de Kosow 1993.

2.3.3. El generador síncrono de rotor cilíndrico

Este tipo de generador se utiliza por lo general en centrales termoeléctricas donde las turbinas giran a alta velocidad, del orden de más 1500 rpm, para ello utiliza un rotor cilíndrico largo y sólido de acero que contiene una serie de ranuras longitudinales. Se utilizan bobinas de campo concéntricas, firmemente insertadas en las ranuras y retenida, Figura 3.

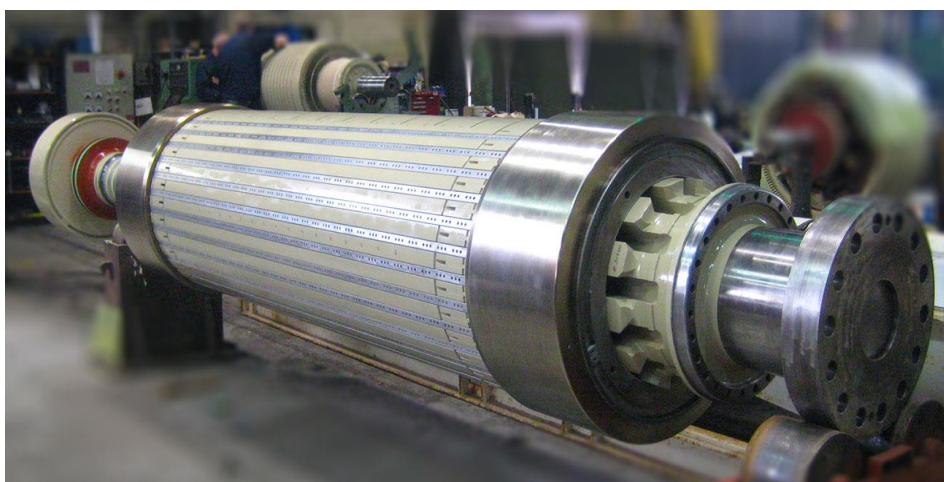


FIGURA 3. ROTOR DE POLOS LISOS

FUENTE: Pool de Maquinarias Industriales Santa Patricia S.A

El entrehierro cuenta con un espesor constante a lo largo de toda la circunferencia de tal forma que, para que el campo magnético sea de forma senoidal, la distribución de las ranuras no es uniforme.

En este tipo de rotores las bobinas se colocan en forma radial lo cual permite una mayor distribución de la fuerza magneto motriz (f_{mm}) en cada polo consiguiendo una mejor onda senoidal en la fuerza electromotriz generada (f_{em}). El campo magnético rotatorio generado en el rotor induce un voltaje trifásico sobre el devanado en una armadura estacionaria llamada estator. El devanado trifásico del estator está conectado directamente a la carga, Figura 4.

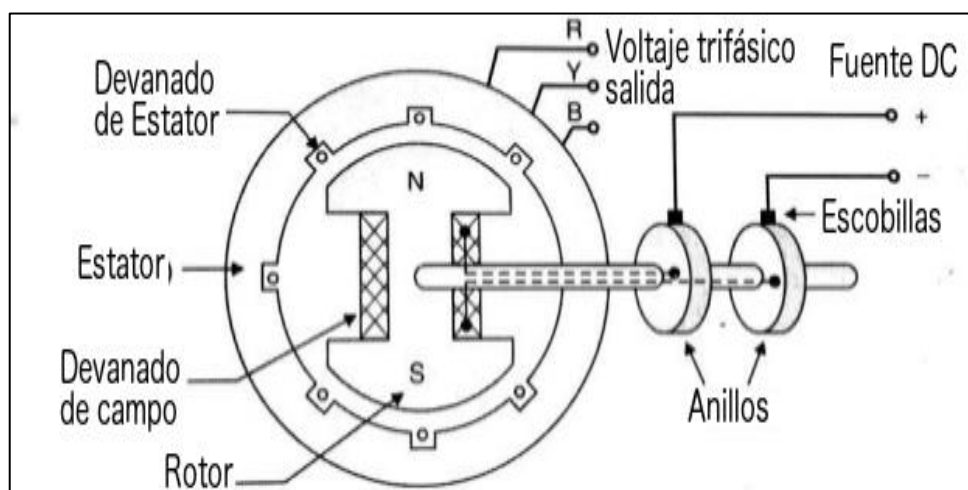


FIGURA 4. GENERADOR CON ROTOR CILINDRICO

FUENTE: Adaptado de Kosow 1972.

2.3.4. Características principales del estator

El estator de un generador síncrono trifásico se compone de un núcleo cilíndrico laminado con un conjunto de ranuras donde se realiza un devanado trifásico imbricado, Figura 5. El devanado se conecta en Y y el

neutro a tierra. Se prefiere una conexión estrella a una delta por las siguientes razones:

1. El voltaje más alto entre un conductor del estator y el núcleo de éste conectado a tierra es del 58% del voltaje de línea. Por lo que se puede reducir la cantidad de aislante en las ranuras del estator y aumentar la sección transversal de los conductores. Un conductor más grueso o de mayor sección transversal permite incrementar la intensidad de corriente y por lo tanto la salida de potencia de la máquina.
2. Cuando un generador síncrono es puesto a funcionar con una determinada carga, el voltaje inducido en cada fase se distorsiona y deja de ser armónico. Con una conexión estrella, los armónicos distorsionantes de línea a neutro se cancelan entre sí y los voltajes de línea permanecen armónicos en todas las condiciones de carga. Si la conexión es delta, los voltajes armónicos distorsionantes no se cancelan y se acumulan incrementándose las pérdidas eléctricas.

En un generador síncrono el voltaje de línea nominal está en función de su capacidad de kVA, mientras más mayor sea la potencia, más alto es el voltaje, Sin embargo, el voltaje nominal entre líneas es por lo general menor a 25 kV dado que el aislamiento en las ranuras ocupa mucho espacio.

Debido a las grandes velocidades a las que giran los rotores en las plantas termoeléctricas, se busca que los generadores estén fijos, para poder evitar vibraciones, Figura 5 y Figura 6.



FIGURA 5. DEVANADO DE UN ESTATOR
FUENTE: Guangzhou ENGGA Generators



FIGURA 6. SOPORTE DEL ESTATOR
FUENTE: (Nakamura, et al. 2012)

2.3.5. Sistemas de excitación de campo y excitadores

Los generadores síncronos tienen su salida de voltaje en media tensión por lo que es necesario hacer uso de un sistema de excitación en el campo magnético para obtener el voltaje de salida deseado. Para ello es necesario realizar un diseño del sistema de excitación tal que pueda mantener el voltaje de salida en forma estable cuando existan cambios repentinos de carga.

Para lograrlo, se utilizan dos generadores de cd: un *excitador principal* y un *excitador auxiliar*. También se emplean excitadores estáticos sin partes rotatorias.

El excitador principal proporciona la intensidad de corriente para excitar al campo del generador síncrono por medio de las escobillas y anillos colectores. Normalmente el voltaje del excitador queda entre 125 y 600 V, es regulado manual o automáticamente mediante sistemas de control que varían la corriente producida por el excitador auxiliar, Figura 7.

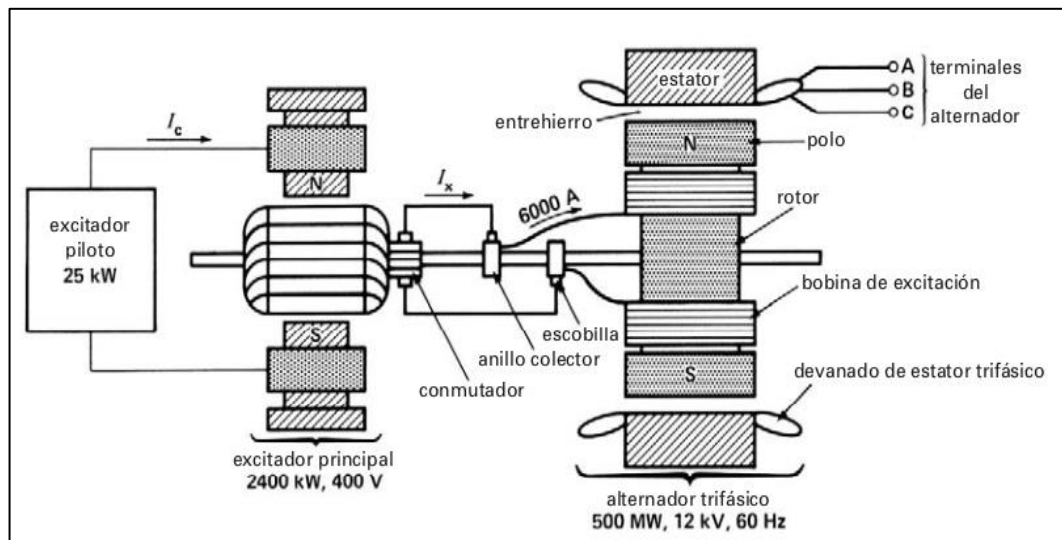


FIGURA 7.. CORTE TRANSVERSAL DE UN GENERADOR SÍNCRONO.

FUENTE: Wildi, 2007.

La capacidad de potencia del excitador principal está en función de la capacidad del generador síncrono. Por lo general, para excitar un alternador de 1000 kVA se requiere un excitador de 25 kW (2.5% de su capacidad), mientras que para un alternador de 500 MW es suficiente un excitador de 2500 kW (0.5% de su capacidad).

La excitación varía automáticamente y responde a los cambios de carga para mantener un voltaje de línea de corriente alterna constante o para controlar la potencia reactiva suministrada al sistema de servicio eléctrico. Una perturbación importante en el sistema puede ocasionar una caída de voltaje repentina a través de las terminales del alternador. Entonces el excitador debe reaccionar con rapidez para evitar que el voltaje de corriente alterna disminuya. Por ejemplo, el voltaje del excitador tiene que aumentar el doble de su valor normal en sólo 300 o 400 ms, esto es una respuesta muy rápida.

La Figura 8. muestra un sistema de excitación de DC típico, el cual cuenta con un conmutador el cual abastece de corriente continua al campo del generador principal. El excitador es controlado por un amplidina que es una máquina de DC de construcción especial que tiene un conjunto de escobillas separadas en 90° eléctricos

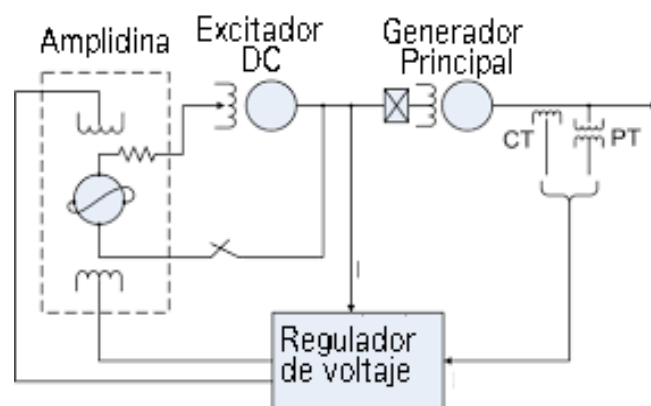


FIGURA 8. SISTEMA DE EXCITACIÓN CON DC.

FUENTE: Kundur et. al, 1994.

Excitación mediante excitatrices de CD

La forma común de excitación para un generador síncrono por una fuente de corriente continua es una excitatriz, esto refiere, a un generador que se acopla al eje donde está ubicada la máquina síncrona y el motor de accionamiento, es decir los tres van acoplados al mismo eje.

Para este caso, la excitatriz será una máquina de corriente continua, de excitación independiente donde su inductor estará en el estator y su inducido estará en el rotor y se conectará exteriormente a través de un colector de delgas.

Esta excitatriz necesita que su inductor esté alimentado con corriente continua por una segunda excitatriz más pequeña, de este modo se tendrá la excitatriz principal y la excitatriz auxiliar, Figura 9. ambas estarán acopladas al mismo eje de la máquina síncrona. La excitatriz auxiliar es una máquina de corriente continua donde su inductor está conectado en paralelo con su inducido. Por lo tanto, se trata de una máquina autoexcitada, ya que su inductor está alimentado por la tensión que se genera en su propio inducido y no necesita de ningún generador externo.

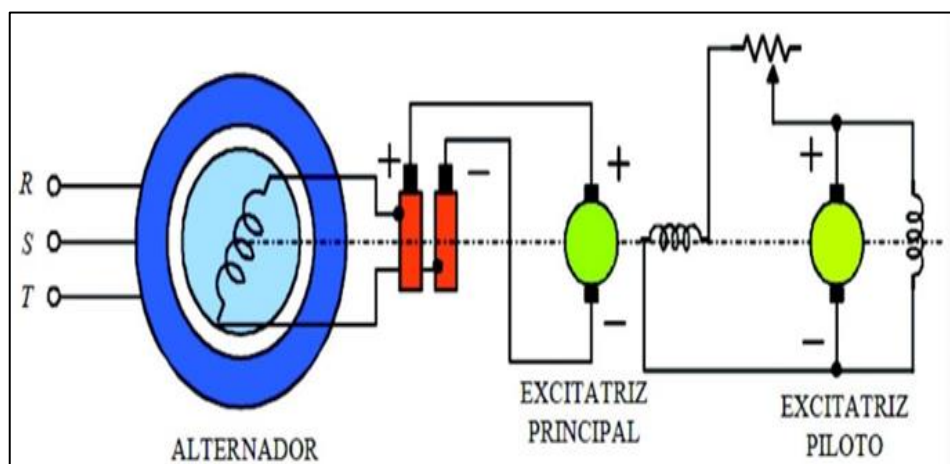


FIGURA 9. EXCITACIÓN MEDIANTE EXCITATRICES DE CORRIENTE CONTINUA.

FUENTE: Pozueta, 2015.

Controlando la corriente de excitación en la excitatriz principal, por ejemplo, mediante una resistencia variable controlamos la tensión que proporcionará su inducido. Esto, a su vez, va regular la corriente de excitación de la máquina síncrona. Es decir, controlando una corriente pequeña, que es la del inductor de la excitatriz principal, se controla una corriente más grande que es la de excitación de la máquina síncrona.

El principal inconveniente de este sistema es que precisa de tres colectores: el colector de anillos de la máquina síncrona y los de delgas de las excitatrices de corriente continua. Los colectores, especialmente los de delgas, son elementos delicados que son fuente de averías y requieren un mantenimiento cuidadoso que obliga a mantener parada la máquina durante su realización.

Excitación con excitatrices de CA con Rectificadores

Para omitir el uso de colectores de delgas podemos utilizar excitatrices de corriente alterna con rectificadores Figura: 10.

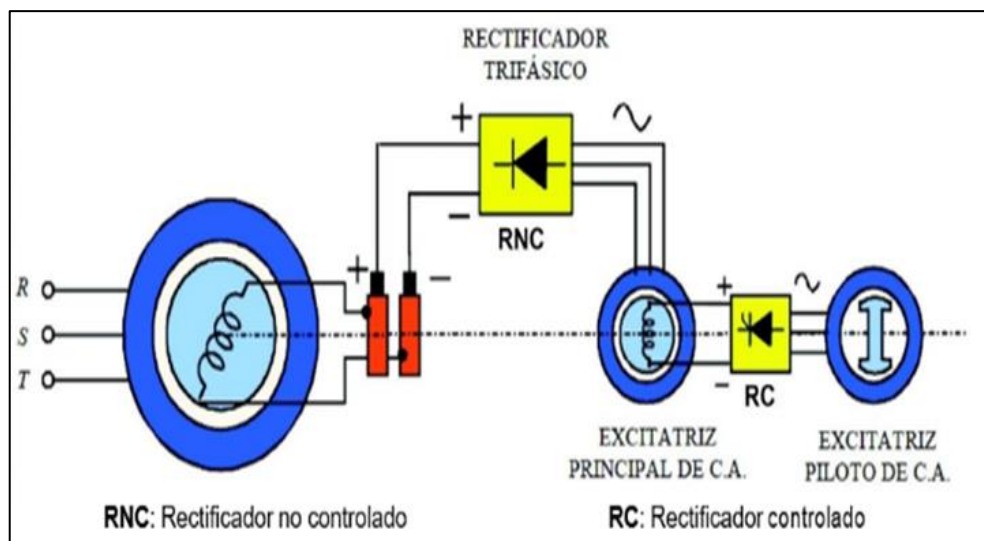


FIGURA 10. EXCITACIÓN MEDIANTE EXCITATRICES DE CORRIENTE ALTERNA CON DIODOS

FUENTE: Pozueta, 2015

Un rectificador es un circuito electrónico encargado de rectificar un voltaje alterno en voltaje continuo, el rectificador puede ser controlado y no controlado, el rectificador controlado regula electrónicamente el voltaje e incluye en su circuito transistores y tiristores, el rectificador no controlado no regula la tensión de salida y está formado por diodos, condensadores y resistencias.

En este sistema la excitatriz principal es un alternador síncrono cuyo inducido está conectado a un rectificador de diodos (no controlado) y la excitatriz auxiliar es una máquina síncrona de imanes permanentes por lo tanto carece de colector de anillos y su inducido está conectado a un rectificador controlado.

Para regular la corriente de excitación de la máquina síncrona se actúa sobre el rectificador controlado de la excitatriz auxiliar. Este regula la tensión continua con la que se alimentará al inductor de la excitatriz principal; con lo que, al mismo tiempo, controla la tensión alterna que ésta última produce. La tensión continua con que se alimenta el inductor de la máquina síncrona controla su corriente de excitación y es proporcional a la tensión alterna que procede de la excitatriz principal. Por lo tanto, con el rectificador controlado de la excitatriz auxiliar se consigue un control electrónico de la excitación de la máquina síncrona que presenta varias ventajas respecto al método anterior: mayor rendimiento, ajuste más fino, posibilidad de utilizar un sistema electrónico de control.

En este sistema sólo existe dos colectores de anillos, el de la máquina síncrona y el de la excitatriz principal, no interviene ningún colector de delgas. Por lo tanto, aunque todavía sigue habiendo colectores, es un sistema más confiable que el anterior, el cual estaba empleando generadores de c.c. y, por tanto, colectores de delgas.

Excitación sin escobillas

En este sistema de excitación la excitatriz principal tiene ahora una forma contraria a la habitual, con el inductor en el estator y el inducido en el rotor. El rectificador no controlado de la excitatriz principal está colocado en el rotor y gira con este, Figura 11.

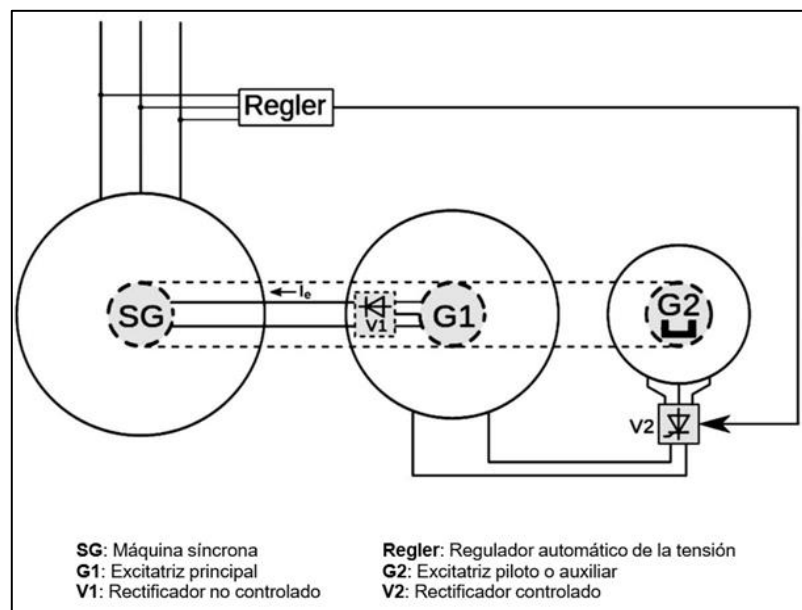


FIGURA 11. SISTEMA DE EXCITACIÓN SIN ESCOBILLAS

FUENTE: Pozueta, 2015.

La excitatriz auxiliar es de imanes permanentes y no tiene colector. Su inducido está ubicado en el estator, donde también está su rectificador controlado que alimenta al inductor de la excitatriz principal, que está ubicado en su estator. Por lo tanto, hasta ahora no ha hecho falta ningún colector, pues todos estos elementos inducido de la excitatriz auxiliar, su rectificador controlado e inductor de la excitatriz principal están situados en elementos fijos, sin movimiento.

El inducido de la excitatriz principal está con el rotor, donde también está su rectificador no controlado. Entonces, la conexión eléctrica entre los dos elementos no necesita de colectores, ya que ambos giran con el rotor y no hay ningún movimiento relativo entre ellos.

Finalmente, el voltaje continuo producido por el rectificador no controlado es aplicado al inductor de la máquina síncrona que está ubicado en su rotor. Por lo tanto, la conexión eléctrica entre estos dos elementos que giran conjuntamente rectificador no controlado e inductor de la máquina síncrona tampoco precisa de ningún colector. Se tiene, pues, un sistema de excitación “sin escobillas” es decir, sin ningún colector.

Al igual que en el método anterior, el control de excitación de la máquina síncrona es realizada electrónicamente mediante el rectificador controlado de la excitatriz auxiliar.

Excitación sin escobillas con autoexcitación indirecta

En el sistema mostrado en la Figura 12 se puede apreciar una modificación con respecto al anterior. Sigue utilizando una excitatriz con el inductor en el estator y el inducido en el rotor, donde también se encuentra el rectificador no controlado. Esta es la única excitatriz, ya que se suprime la excitatriz piloto de imanes permanentes.

En este sistema el inductor de la excitatriz se alimenta a partir del voltaje alterno que genera la máquina síncrona. Este voltaje alterno se reduce mediante un transformador y se convierte en continuo mediante el rectificador controlado, el cual permite, en última instancia, controlar la corriente de excitación de la máquina sincrónica. En este sistema tampoco se utilizan colectores de ningún tipo, es un sistema “sin escobillas”.

El puente rectificador puede ser controlado a base de tiristores u otro tipo de componentes de la electrónica de potencia.

Este equipo estático requiere un mantenimiento periódico menor que las máquinas de corriente continua, además de una mayor fiabilidad, pero, sin embargo, necesita una fuente de corriente continua para los casos de arranque del generador, ya que la tensión en bornes, en ese instante es cero y el circuito de excitación no se encuentra energizada.

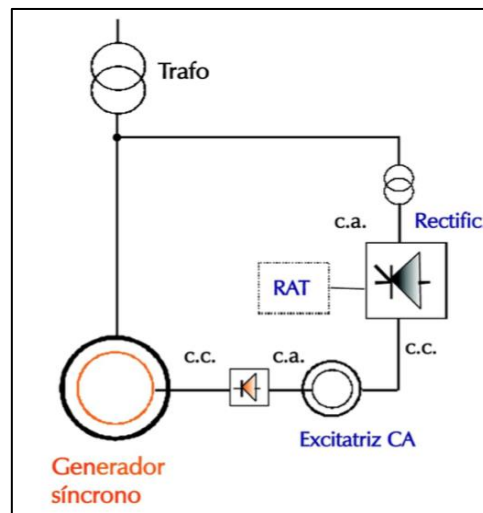


FIGURA 12. AUTOEXCITACIÓN INDIRECTA

FUENTE: Santos, 2015.

Según se ha visto, el generador síncrono de inducción implica que el generador requiera bobinas de excitación y un sistema de escobillas – anillos rozantes, menos en el tipo brushless, donde, sin embargo, el inconveniente es que el rotor es de una gran complejidad.

Autoexcitación directa

En el sistema de la Figura 13 no se utilizan excitatrices. La tensión de excitación de la máquina síncrona es obtenida directamente del voltaje alterno que su inducido genera. Este voltaje alterno es reducido a través de un transformador y se convierte en tensión continua mediante un rectificador controlado, el cual permite regular electrónicamente la corriente de excitación de la máquina síncrona.

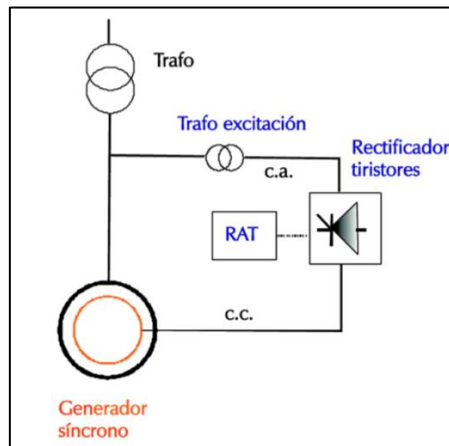


FIGURA 13. AUTOEXCITACIÓN DIRECTA

FUENTE: Santos, 2015.

Este será un modo que presenta una respuesta muy rápida, aunque vuelve a requerir que la máquina síncrona tenga un colector de dos anillos.

En los sistemas con autoexcitación, ya sea directa o indirecta es preciso disponer de baterías como un sistema de respaldo para alimentar al devanado inductor durante el arranque, cuando el alternador aún no ha empezado a generar tensión alterna. Otro problema de estos sistemas con autoexcitación es que un cortocircuito en las inmediaciones de la máquina sincrónica provoca una disminución importante en la tensión alterna en bornes de su inducido y, en consecuencia, en el sistema de excitación. Para prevenir se añade un circuito de compensación que actúe en función de la corriente del inducido. El circuito de compensación no aparece representado en los esquemas de la Figura 12 y de la Figura 13, pero en la Figura 14 sí lo incluye.

Esta compensación se puede implementar empleando como transformador de excitación uno especial, denominado transformador de compoundaje. Este transformador tiene dos devanados primarios, uno de tensión y otro de corriente, que se conectan respectivamente en paralelo y en serie con el inducido.

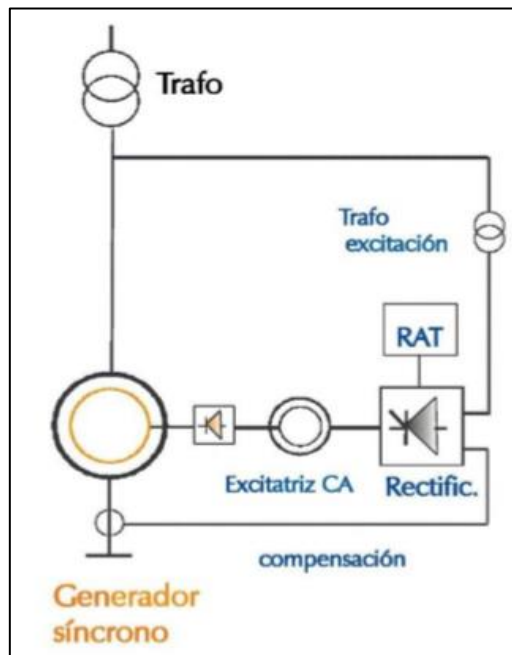


FIGURA 14. EXCITACIÓN SIN ESCOBILLAS CON AUTOEXCITACIÓN INDIRECTA Y COMPENSACIÓN

FUENTE: Santos, 2015.

Excitación de AC

Este tipo de excitación utiliza alternadores como fuentes para la excitación del generador de poder o principal. Generalmente los dos generadores están montados sobre el mismo eje. La salida del primer generador es rectificada por un conjunto de rectificadores. La salida de DC es alimentada directamente al rotor del generador síncrono. La armadura del excitador de AC y los rectificadores giran sobre el mismo eje. En este tipo de sistemas el rectificador trifásico reemplaza al conmutador, los anillos de contacto y las escobillas. A continuación, se explicarán brevemente las formas de excitación en AC.

Este sistema de excitación es utilizado generalmente en los generadores modernos, el generador auxiliar es llamado PMG (Generador de imanes

permanentes), su motor Diésel es electrónico y el sistema de regulación está conformado por un DVR.

Rectificación Estacionaria

En este tipo de sistemas la rectificación se realiza mediante rectificadores estacionarios, por lo cual la excitación se hace a través de anillos deslizantes. El excitador se presenta en modo auto excitado, por lo que su campo se obtiene a través de un rectificador con tiristores que toma la energía a la salida del alternador excitador, con lo que se logra tener un control sobre el mismo, el cual puede modificar el voltaje a su salida y por extensión al voltaje de campo del alternador de potencia o principal. Cabe mencionar que en este arreglo no se tiene control sobre los diodos rectificadores, Figura 15.

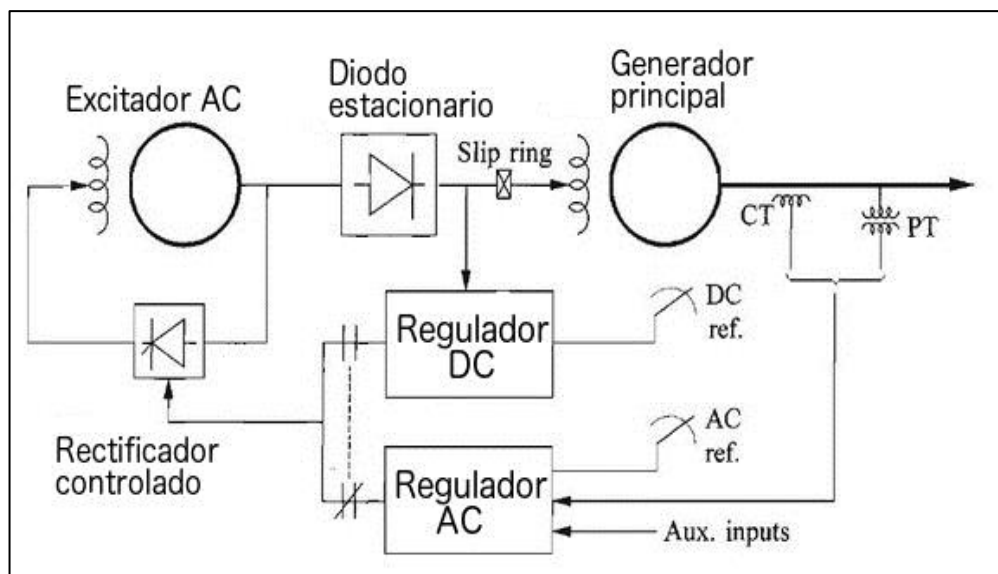


FIGURA 15.. SISTEMA DE EXCITACIÓN AC ESTACIONARIO

FUENTE: Adaptado de Kundur, et al. 1994.

Cuando se usan rectificadores controlados, los diodos estacionarios cambian por rectificadores controlados estacionarios, de tal manera que el regulador de voltaje controla el encendido de los tiristores, adicionando un

regulador independiente para el encendido de los rectificadores del alternador excitador.

Lo anterior constata que existen dos modos independientes de regulación: el primero por un regulador de AC que mantiene el voltaje en los bornes del estator del alternador principal a un voltaje de referencia de AC, y otro con un regulador de DC mantiene constante el voltaje en el campo del generador principal de acuerdo a una referencia determinada.

Estática

En estos sistemas de excitación todos los componentes son estáticos, desde los rectificadores ya sean controlados o no, como la fuente de excitación de DC para el campo del generador. Aquí la fuente de alimentación se obtiene desde el mismo generador, a través de un transformador reductor conectado al mismo bus de fase, aislada al que están conectadas las terminales del estator del generador.

Dentro de las características de este tipo de sistemas de excitación se encuentra que debido a que el transformador está conectado al mismo bus del generador, en caso de que exista una falla externa, provocará una reducción de voltaje en el generador, por lo que el transformador también disminuirá la tensión de alimentación al campo del generador. En la Figura 16. se muestra un sistema estático de excitación.

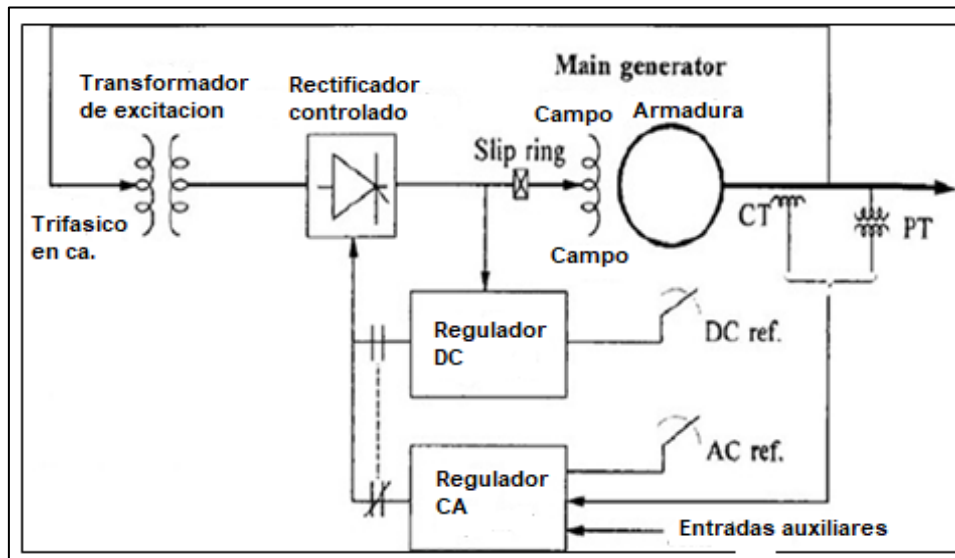


FIGURA 16. SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO

FUENTE: Adaptado de Kundur, et al. 1994.

2.3.6. Circuito equivalente y Diagrama Fasorial

Un generador síncrono se puede clasificar en operación en vacío y operación con carga, considerando además si es de polos lisos o polos salientes. De este modo se puede obtener dos circuitos equivalentes, Figura 17 y 18.

Operando en vacío, dependerá sólo de la excitación en el devanado excitador, por lo que en el devanado del inducido se puede considerar como una fuente de tensión alterna E , que es directamente proporcional a la magnitud del campo.

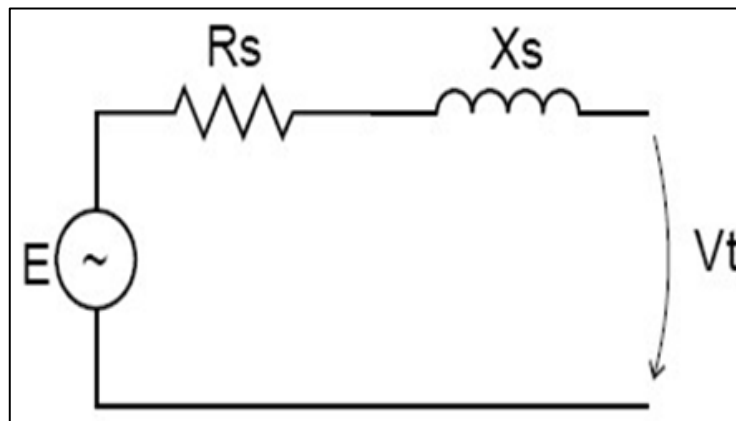


FIGURA 17. CIRCUITO EQUIVALENTE MONOFÁSICO

FUENTE: Elaboración propia

En el circuito equivalente monofásico, Figura 17, el inducido puede ser representado por una fuente de tensión E que depende de la velocidad, una reactancia síncrona X_s asociadas a las fugas del inductor y una resistencia R_s como la resistencia efectiva del devanado. Con lo anterior se puede obtener que debido a la circulación de una corriente en el estator existirá una caída de tensión en la impedancia síncrona, pero mientras se tenga condiciones de circuito abierto, la tensión en las terminales será igual a la tensión interna E .

Cuando el circuito del inducido se cierre debido a una carga, se debe considerar pérdidas de energía por efecto Joule y fugas magnéticas. Por lo general se deprecia el régimen transitorio y se analiza el circuito en régimen permanente.

Al conectar el circuito a una carga, la corriente que circula en el devanado del inductor I_f genera un flujo Φ_f en el entrehierro. La corriente I_i en los devanados del inducido genera un flujo opuesto Φ_i , del cual una parte de este flujo corresponde a un flujo de fugas. Sin embargo, la mayor parte

del flujo Φ_{r1} atraviesa el entrehierro y está acoplado con el devanado de excitación. Por lo tanto, el flujo resultante en el entrehierro es $\Phi_f + \Phi_{r1}$ inducen una tensión en el estator, E_f y E_{r1} respectivamente, originando una tensión resultante que puede ser representada por la suma fasorial.

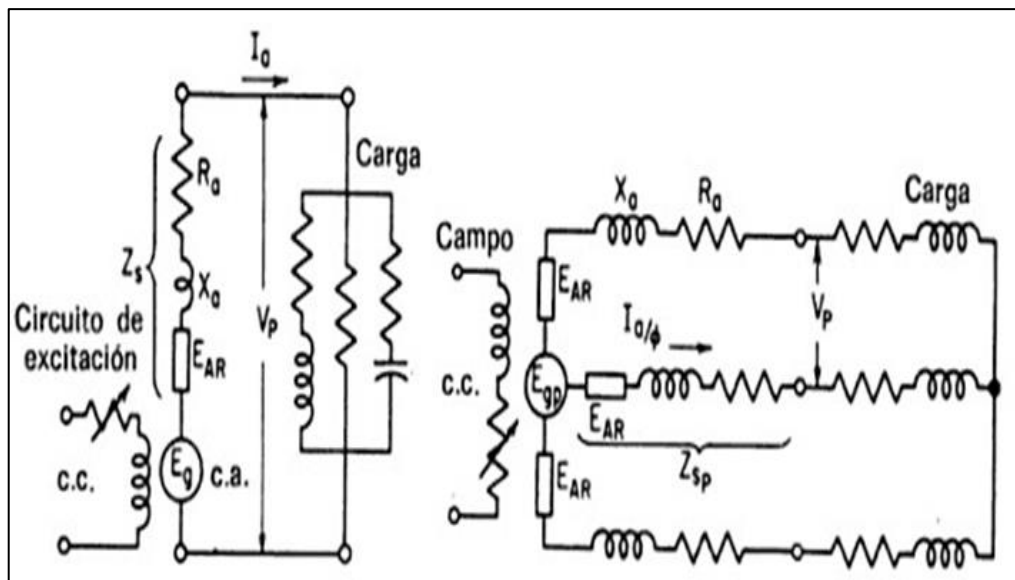


FIGURA 18. CIRCUITO EQUIVALENTE CONECTADO A UNA CARGA

FUENTE: Elaboración propia

La corriente I y el campo inductor se encuentran en fase. Por ejemplo, cuando el campo principal pasa justamente delante de los conductores de la primera fase, en ese instante se tiene la máxima tensión E y si la corriente está en fase, por los conductores de esta fase pasará también una corriente máxima, Figura 19.

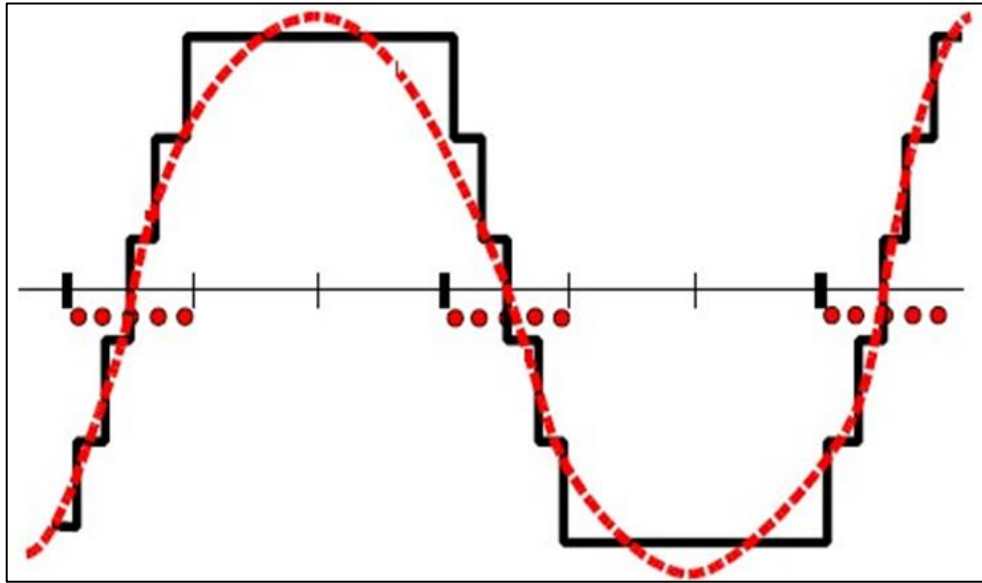


FIGURA 19. DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO MAGNÉTICO PARA CINCO RANURAS POR FASE

FUENTE: Elaboración propia

Considerando cada fase armónica representado por una función senoidal, aparece un campo giratorio de velocidad impuesta por el campo del rotor.

En la Figura 20, se muestra una representación vectorial de voltajes con diferentes cargas y los tres casos posibles que se pueden presentar de la posición de la corriente I con respecto a la tensión E inducida por el campo principal.

Debido a la posición que presente la corriente respecto a E , variará la fuerza electromotriz total, de acuerdo al ángulo que se presente entre las componentes. Cuando la reacción del inducido es tal que el campo resultante es mayor que el campo principal, se dice que aquella es magnetizante, mientras que, en caso contrario, se dice que es desmagnetizante.

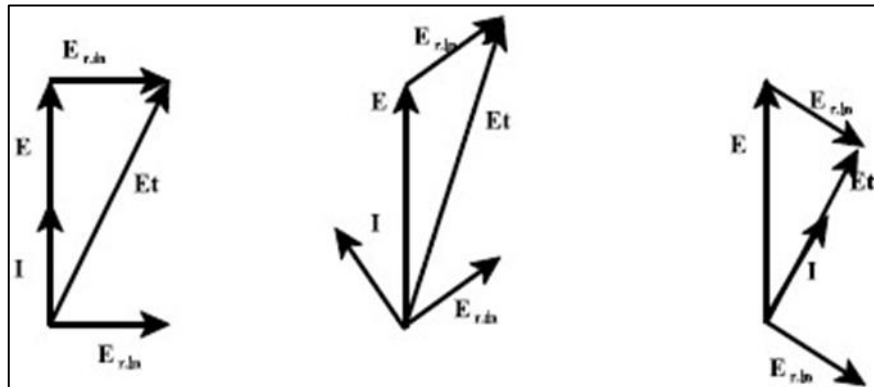


FIGURA 20.. REPRESENTACIÓN VECTORIAL DE LOS VOLTAJES CON DIFERENTES CARGAS

FUENTE: Elaboración propia

2.3.7. Eficiencia, potencia y Tamaño de las máquinas eléctricas

El tamaño físico de una máquina eléctrica está relacionado con su eficiencia, salida de potencia, costo relativo y elevación de la temperatura. Así por ejemplo un generador síncrono de potencia de salida de 1 kW que tiene una eficiencia del 73%, triplica sus dimensiones, su eficiencia se incrementa alrededor del 90% a pesar del incremento de las pérdidas, pero es una mejora considerable. El gran problema es la elevación de temperatura, la máquina más grande se calienta más. Para evitar daños a los materiales aislantes, se debe considerar el enfriamiento de los devanados, limitando su temperatura a un máximo de 200 °C aproximadamente.

2.3.8. Sistemas de enfriamiento

Para evitar el rápido deterioro de los materiales aislantes en el interior de las máquinas eléctricas, se debe disponer de un adecuado enfriamiento de los devanados del estator y rotor, por lo que hay que monitorear su temperatura con sensores de temperatura en diferentes posiciones.

Con relación al sistema de enfriamiento, las máquinas síncronas se pueden clasificar como siguen:

- **Ventilación abierta**

El sistema se ventila de forma natural por convección del aire externo y el movimiento de la misma máquina.

- **Auto ventilación**

Se instalan ventiladores o turbinas de ventilación acoplados al rotor, los cuales son capaces de activar el movimiento del aire en contacto con el generador.

- **Ventilación forzada**

Se instalan ventiladores externos capaces de activar el movimiento del aire en contacto con el generador.

- **Ventilación en circuito cerrado**

Se usa un gas pesado o refrigerante en contacto con las partes vivas, se hace circular por un circuito cerrado a través del generador.

- **Enfriamiento por líquido**

El enfriamiento se lleva a cabo mediante la circulación de aceites o agua, Figura 21.

- **Enfriamiento mixto**

Se presenta en turbo alternadores de potencia alta, en los cuales por uno de los devanados es enfriado por medio de circulación de líquido y el otro es enfriado por gas circulante.

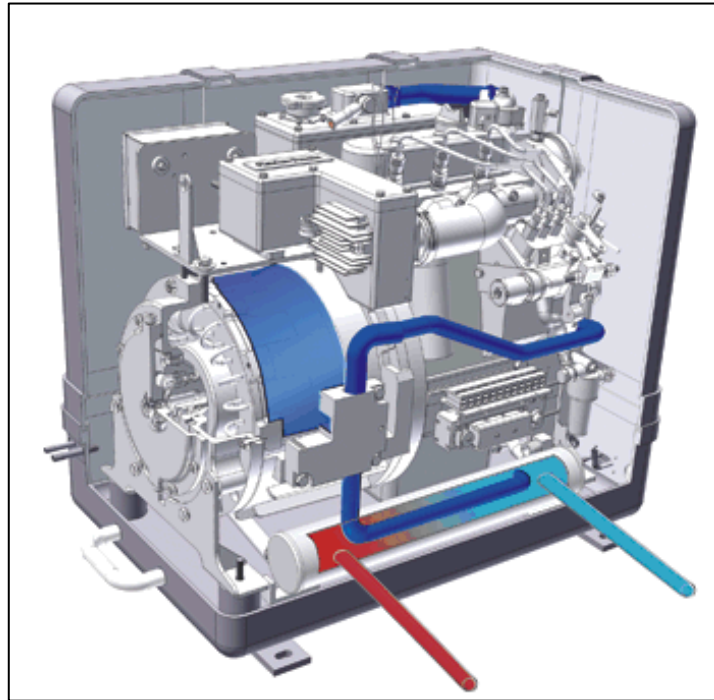


FIGURA 21. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO HIDRÁULICO

FUENTE: Fischer Pandas

2.3.9. Principios de operación del generador trifásico

La energía eléctrica es generada, transmitida y distribuida en forma de energía trifásica. Aunque por lo general, en el sector residencial las instalaciones eléctricas son monofásicas, estas se derivan del sistema trifásico básico. Se prefiere la energía trifásica a la monofásica por varias razones importantes:

- a. Las máquinas eléctricas trifásicas son más simples, más baratos y más eficientes.
- b. Las líneas de transmisión trifásicas pueden suministrar más potencia.

- c. La regulación del voltaje de líneas de transmisión trifásicas es inherentemente mejor.
- d. El conocimiento de los circuitos trifásicos es esencial para entender la tecnología energética. Las técnicas de circuitos básicos monofásicos se pueden aplicar a circuitos trifásicos. La mayoría de los circuitos trifásicos se pueden reducir a diagramas monofásicos elementales.

Un generador trifásico tiene tres devanados idénticos. Los tres devanados A, B y C están colocados a 120° entre sí, como se muestra en la Figura 22.

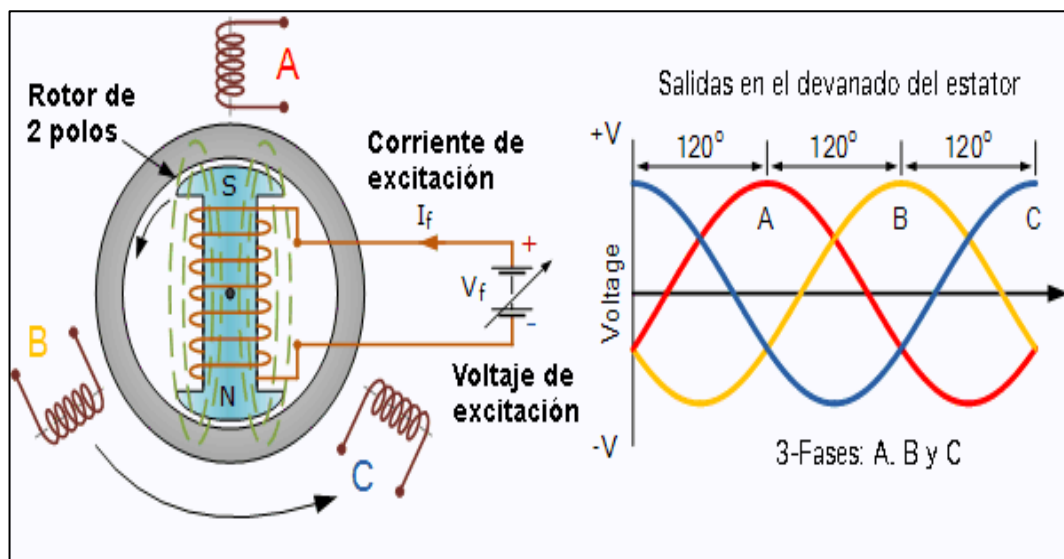


FIGURA 22. GENERADOR TRIFÁSICO CON ROTOR DE DOS POLOS

FUENTE: Elaboración propia

Cuando el rotor gira a velocidad constante, los voltajes inducidos en los tres devanados A, B y C tienen los mismos valores eficaces, pero

desfasados 120° . En el momento en que el rotor está en la posición mostrada en la Figura 22, sólo el voltaje E_A está en su valor positivo máximo. El voltaje E_B alcanzará su pico positivo cuando el rotor haya girado un ángulo de 120° y el voltaje E_C alcanzará su pico positivo cuando el rotor haya girado 240° a partir de su posición inicial.

2.3.10. Salida de potencia de un generador trifásico

Si se conectan resistores idénticos en cada fase, las corrientes resultantes, I_A , I_B y I_C , son idénticas y están en fase con los voltajes E_A , E_B y E_C , respectivamente, por lo que también están mutuamente desfasadas 120° . La potencia instantánea suministrada a cada resistor se compone otra vez de una onda de potencia que oscila entre cero y un valor máximo $P_{max} = I_{max}V_{max}$. Sin embargo, los picos de potencia no ocurren al mismo tiempo en los tres resistores, debido al ángulo de fase entre los voltajes. Si sumamos las potencias instantáneas se tiene una potencia resultante constante de $1,5P_{max}$. Como la salida eléctrica es constante, la potencia mecánica requerida para impulsar el rotor también es constante, por lo que un generador trifásico no vibra. Además, el flujo de potencia en la línea de transmisión, que conecta el generador a la carga, es constante.

2.3.11. Conexión estrella Y

El generador trifásico, se puede considerar como circuitos monofásicos eléctricamente independientes. Es posible utilizar un conductor neutro que conduzca la suma de las tres corrientes de retorno, I_A , I_B y I_C . Al principio parece que la sección transversal de este conductor neutro debe ser tres veces la de las líneas a, b y c. Sin embargo, la suma de las tres corrientes de retorno es cero en cada instante, por lo que este conductor

podría suprimirse, Figura 23. Este tipo de conexión entre el generador y la carga, se denomina conexión estrella o Y, porque las tres ramas se asemejan a la letra Y.

El circuito compuesto por el generador, la línea de transmisión y la carga se llama *sistema trifásico de tres conductores*. Cuando se utiliza el conductor neutro, se denomina *sistema trifásico de 4 conductores*. Por lo general, el conductor neutro de un sistema como éste es del mismo tamaño o un poco más chico que los conductores de línea. Los sistemas trifásicos de cuatro conductores son ampliamente utilizados por usuarios comerciales e industriales. Los conductores de línea a menudo se llaman *fases*.

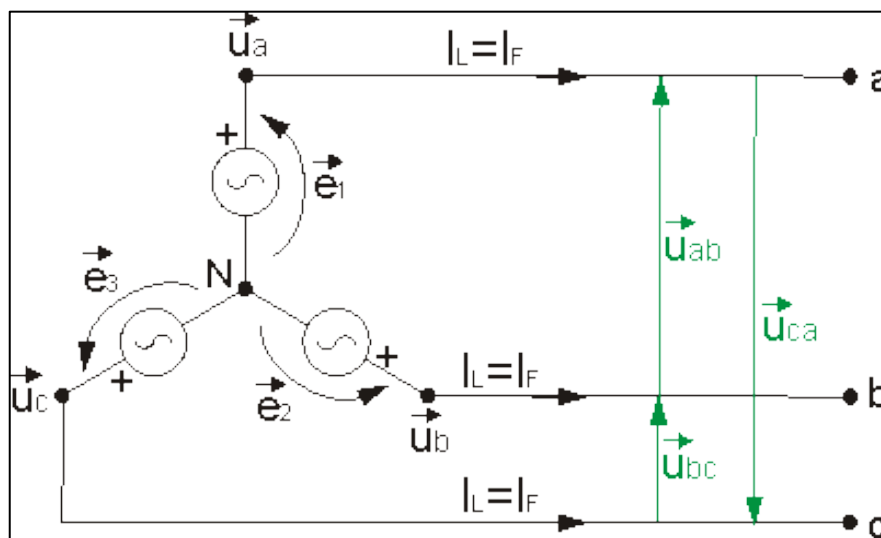


FIGURA 23. CONEXIÓN ESTRELLA Y

FUENTE: Elaboración propia

Debido a la simetría del sistema trifásico, el voltaje eficaz E_L de línea a través de los dos terminales cualesquiera del generador es igual a $\sqrt{3}$ el voltaje eficaz del voltaje de cada fase (línea a neutro), $E_L = \sqrt{3}E_F$. Así, por

ejemplo, si el voltaje eficaz en la fase A es 100 V, entonces el voltaje entre las líneas ab, bc o ac es 173 V.

2.3.12. Conexión delta Δ

Si el final de cada fase se une formando un sistema cerrado, llamado conexión delta o triángulo, y de cada uno de los vértices del triángulo parten las líneas de distribución, Figura 24, los voltajes eficaces de cada línea coinciden con el valor de los voltajes en fase, $E_L = E_F$, y la corriente en cada una de las líneas es $I_L = \sqrt{3}I_F$

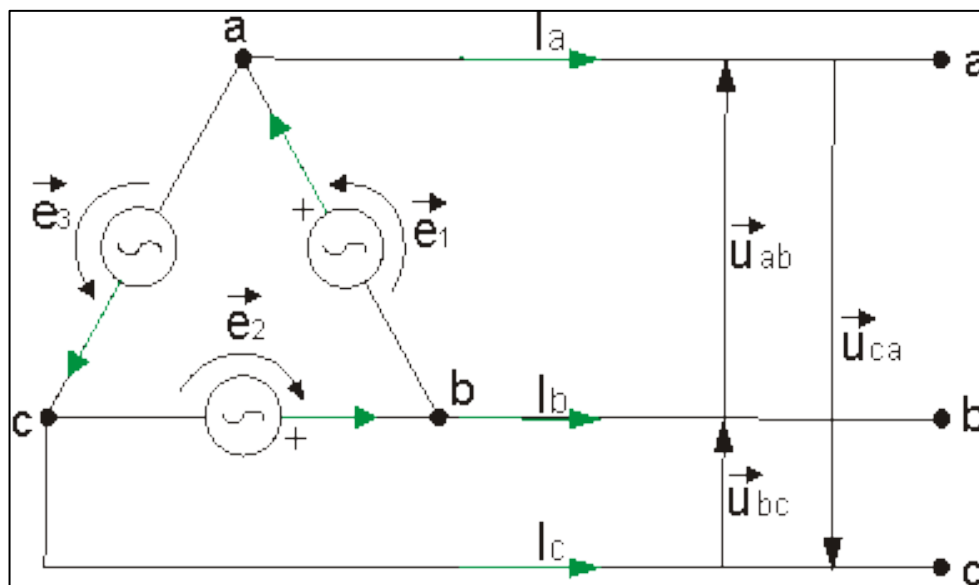


FIGURA 24. CONEXIÓN DELTA Δ

FUENTE: Elaboración propia

2.3.13. Potencia activa, reactiva y aparente en circuitos trifásicos

La relación entre potencia activa P, potencia reactiva Q y potencia aparente S es la misma en circuitos trifásicos balanceados que en circuitos monofásicos. Por consiguiente, se tiene:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

y

$$FP = \cos\varphi = \frac{P}{S}$$

- **Carga Resistiva**

Cuando se conecta una carga resistiva pura el factor de potencia es la unidad ($FP = 1$), encontrando la corriente en fase con el voltaje, alcanzando sus valores máximos en el mismo instante, Figura 25.

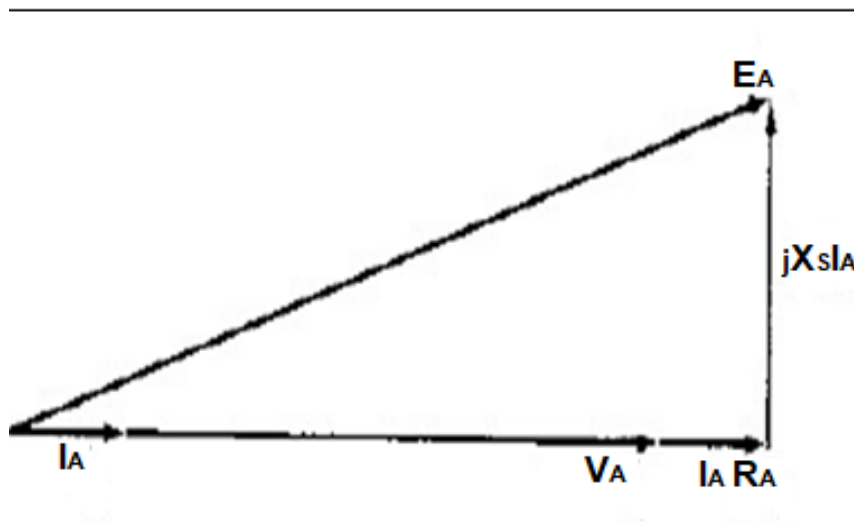


FIGURA 25. DIAGRAMA FASORIAL CON CARGA RESISTIVA

FUENTE: Elaboración propia

Del mismo modo la reacción del inducido genera f.m.m. desplazada 90° a la f.m.m. generada por el inductor, generando una f.m.m. resultante, Figura 26.

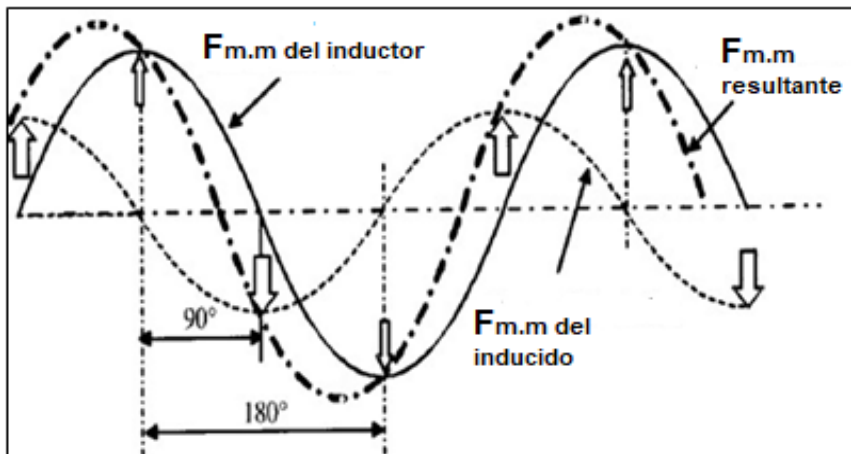


FIGURA 26. REACCIÓN DEL INDUCIDO CON CARGA RESISTIVA

FUENTE: Elaboración propia

- **Carga Inductiva**

Una carga inductiva pura conectada a las terminales de salida del generador, la corriente presenta un desfase de 90° con la f.e.m., haciendo que los valores máximos de las corrientes se desplacen 90° con respecto al máximo de las f.e.m.s, Figura 27.

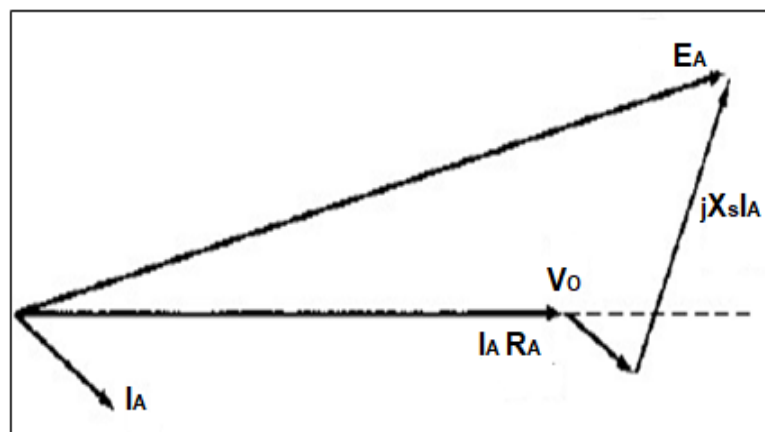


FIGURA 27. DIAGRAMA VECTORIAL DEL GENERADOR CON CARGA INDUCTIVA

FUENTE: Elaboración propia

La reacción del inducido genera una f.m.m. que se opone a la f.m.m. del inductor, la carga inductiva pura produce una reacción desmagnetizante, que reduce la f.m.m. y la f.e.m. inducida, Figura 28.

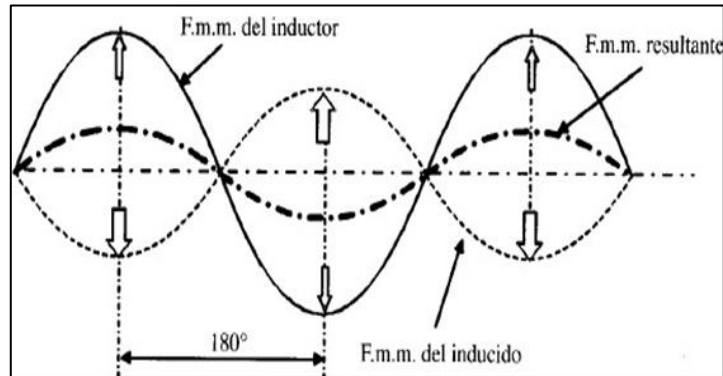


FIGURA 28.. REACCIÓN DEL INDUCIDO CON CARGA INDUCTIVA

FUENTE: Elaboración propia

- **Carga Capacitiva**

Una carga capacitiva pura conectada a las terminales del generador, hará que la corriente alcance su valor máximo 90° antes de que el polo se sitúe en las extremidades de las espiras del inducido, donde la f.e.m. es máxima, Figura 29.

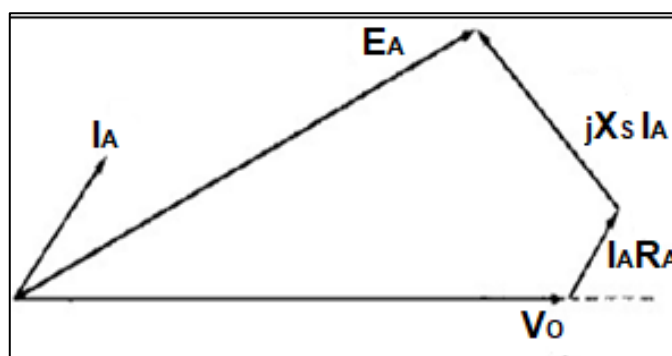


FIGURA 29. DIAGRAMA VECTORIAL DEL GENERADOR CON CARGA CAPACITIVA

FUENTE: Elaboración propia

Del mismo modo a los 2 casos anteriores el inducido genera una f.m.m., que fortalece a la f.m.m. del inductor, de tal forma que provoca un efecto magnetizante como en la Figura 30.

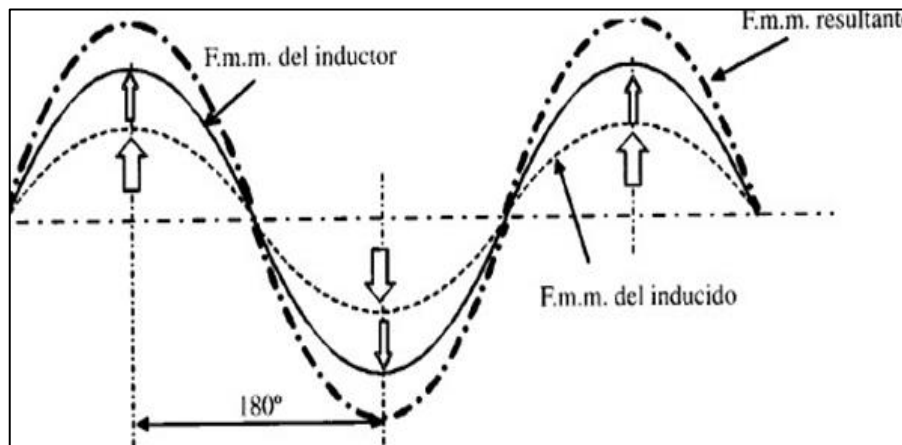


FIGURA 30. REACCION DEL INDUCIDO A CARGA CAPACITIVA

FUENTE: Elaboración propia

La salida del generador no es pura y presentan un desfase comprendido entre -90° y $+90^\circ$ por las reacciones del inducido, derivándose variaciones en la f.m.m. resultante, así como en el flujo en el entrehierro al mismo tiempo que influye en la f.e.m. obtenida en el inducido. Debido a este hecho los sistemas eléctricos de potencia deben mantener condiciones en las que el ángulo de desfase entre la corriente y la f.e.m. sea cero o lo más cercano a cero.

- **Relación de corto circuito y reactancia síncrona X_s**

Partiendo de los conceptos ya expresados se puede considerar un generador trifásico, girando a velocidad nominal, que cuenta con una corriente de campo a través del sistema de excitación, al cual se le conecta en sus terminales una carga trifásica balanceada, tanto el generador como las cargas tienen una conexión en estrella.

Conforme el devanado inductor cuenta con la corriente de campo se produce un flujo ϕ el cual gira con el inductor e induce tres voltajes de igual magnitud en el estator, los cuales están desfasados 120° .

Conjuntamente se sabe que los devanados presentan una resistencia R despreciable y una inductancia L , la cual se puede representar como una reactancia X_s , reactancia dada por:

$$X_s = 2\pi fL$$

- X_s = reactancia síncrona por fase [Ω]
- f = frecuencia del generador [Hz]
- L = inductancia aparente del devanado del estator por fase [H]

Se considera que la reactancia síncrona X_s , es típicamente de 10 a 100 veces mayor a la magnitud de la resistencia R .

Debido a que se encuentra en estado estable y las condiciones en cada una de sus fases es la misma (considerando el desfase entre los voltajes y corrientes entre fases), Figura 31. En esta se observa que la resistencia se considera despreciable debido a que quien produce un mayor cambio en los parámetros de salida es X_s , el circuito equivalente será representado por una fuente de voltaje y X_s , conectada en serie con la fuente, lo cual es el equivalente de Thévenin del generador.

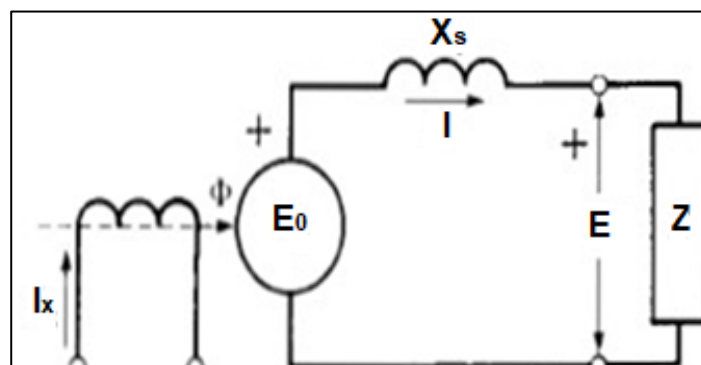


FIGURA 31. GENERADOR TRIFASICO CON UNA SOLA FASE
FUENTE: Elaboración propia

Considerando el valor de X_s se establece que la magnitud de E en las terminales del generador depende de E_o y el valor de la impedancia Z .

Para obtener el valor de la reactancia síncrona X_s no saturada, se hacen pruebas de circuito abierto y de corto circuito.

En la construcción de plantas generadoras nuevas, durante la etapa de pruebas y puesta en servicio, los clientes suelen solicitar pruebas en campo del generador, además de las realizadas en fábrica, entre las que se encuentran la prueba de saturación en corto circuito y circuito abierto.

Durante la prueba de saturación del generador en circuito abierto el generador es llevado a su velocidad nominal, cerrando el interruptor de campo de tal forma que la corriente de excitación es llevada hasta que el voltaje nominal de línea a línea es alcanzado. En este punto se toma lecturas del voltaje de línea a neutro del generador V_n , así como la corriente de excitación I_{exc} . El siguiente paso es disminuir la corriente de excitación hasta llegar a cero y abrir el interruptor de campo, disminuyendo la velocidad del generador hasta cero rpm.

Sucesivamente se cortocircuitan las terminales del generador, llevando al generador a velocidad nominal, cerrando el interruptor de campo e incrementando la corriente de excitación a su valor nominal, bajo estas condiciones se toma lectura de la corriente del generador I_{gcc} , que se puede leer en el Regulador Automático de Voltaje (AVR).

Teniendo los datos correspondientes la reactancia síncrona X_s puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$X_s = \frac{V_n}{I_{gcc}}$$

Donde:

- X_s = Reactancia síncrona, por fase [Ω]
- V_n = Voltaje de línea a neutro en circuito abierto [V]

- I_{gcc} = Corriente de corto circuito por fase, con la misma I_{exc} requerida para V_n

Este valor de X_s corresponde a la reactancia síncrona de eje directo, la cual es utilizada para describir el comportamiento de la máquina síncrona.

Así como la reactancia síncrona nos proporciona información sobre el comportamiento del generador, la relación de corto circuito nos proporciona información del tamaño físico del mismo dependiendo de la capacidad, el factor de potencia y la velocidad. Con los datos obtenidos de las pruebas de corto circuito y circuito abierto se puede definir la relación de corto circuito, el cual se define como la razón de la corriente de campo a voltaje nominal en circuito abierto, a la corriente de campo requerida para la corriente nominal del inducido en corto circuito.

La relación de corto circuito tiene efecto de comportamiento sobre el generador principalmente en los siguientes aspectos:

- Regulación de voltaje
- Estabilidad
- Operación en paralelo
- Corriente de corto circuito
- Autoexcitación

2.3.14. Cortocircuito y circuito abierto de los generadores

Cuando se instala un generador nuevo en alguna central generadora de electricidad, este cuenta con ciertas características que el fabricante proporciona en forma de curvas características del generador, dentro de las cuales se encuentran las curvas de circuito abierto y de corto circuito.

La curva característica de circuito abierto se puede corroborar por medio del protocolo de prueba del circuito abierto descrito durante la obtención del valor de la reactancia síncrona X_s , el generador se lleva a velocidad

nominal, se cierra el interruptor de campo excitando el devanado inductor, sin carga alguna conectada a las terminales del generador se incrementa la corriente de campo hasta alcanzar el voltaje nominal, tomando lecturas de la corriente de campo y el voltaje de salida durante todos los incrementos. Con los datos obtenidos se puede obtener la curva característica de circuito abierto, el cual nos permite encontrar el voltaje interno generado para una corriente de campo dada, Figura 32.

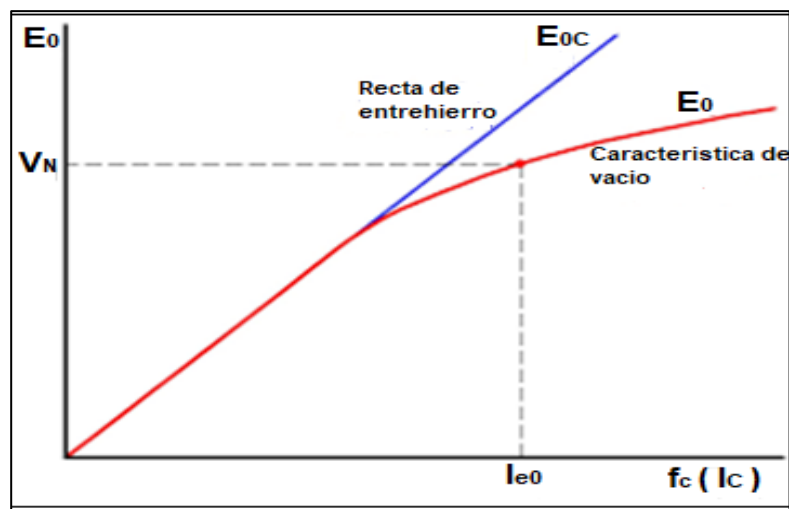


FIGURA 32. CARACTERÍSTICA DE CIRCUITO ABIERTO

FUENTE: Elaboración propia

Para obtener la curva característica de cortocircuito del generador, en la Figura 32, se cortocircuitan las terminales de salida del generador, luego, se lleva al generador a velocidad nominal, siguiendo con el cierre del interruptor de campo para poder contar con una corriente de excitación en el devanado del rotor o inductor. Se incrementa la corriente de excitación teniendo presente que así mismo lo hará la corriente de armadura, y se toman lecturas de corriente de campo I_f , y corriente de armadura I_a .

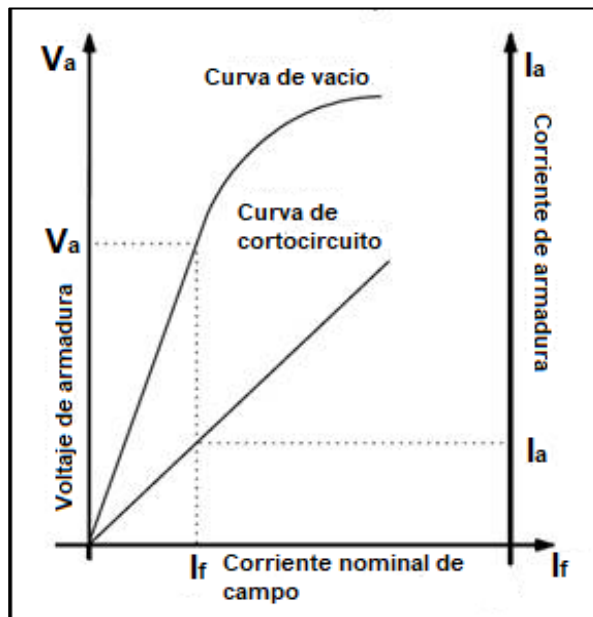


FIGURA 33. CARACTERÍSTICA DE CORTO CIRCUITO

FUENTE: Elaboración propia

2.3.15. Pérdidas y eficiencia

El generador síncrono requiere de una fuente de potencia mecánica, que puede ser un motor primario o una turbina que mantenga la velocidad del generador constante.

No toda la potencia mecánica que recibe el generador puede ser convertida a energía eléctrica, ya que durante este proceso existen pérdidas de potencia. La potencia total bajo condiciones de carga que se pierde, es la suma de las pérdidas que se presentan en:

- Pérdidas en el inducido
- Pérdidas en el fierro
- Pérdidas mecánicas
- Pérdidas por excitación
- Pérdidas en los accesorios

Las pérdidas en el inducido se deben principalmente por el efecto Joule, así como las pérdidas adicionales en el estator. Para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule se emplea la resistencia del devanado del estator:

$$P_i = 3R_a I_a^2$$

Donde:

- P_i = Potencia disipada en forma de calor en el estator (W)
- R_a = Resistencia por fase del bobinado del estator
- I_a = Corriente por fase

Existen otro tipo de pérdidas en el estator que se derivan por corrientes parásitas debido a la variación de magnetización, así como las pérdidas producidas por las corrientes entre conductores de un mismo devanado y las pérdidas en los cabezales de los devanados.

Las pérdidas mecánicas se derivan de las condiciones de operación de la máquina ya que debe de mantener sus parámetros constantes y las pequeñas variaciones a cambios de temperaturas representa pérdidas que están constituidas por:

- Pérdidas por fricción de chumaceras
- Pérdidas por ventilación
- Pérdidas por fricción entre escobillas y anillos colectores

Las pérdidas por excitación se generan debido a la resistencia del bobinado de campo y de la excitatriz (cuando cuenta con ella) y se calculan bajo condiciones de operación nominal. Se consideran la corriente de excitación I_f y R_f con la resistencia del bobinado de campo a 75°C, por lo que las pérdidas se obtienen por:

$$P_f = (R_f I_a^2 / n_e) + 2I_f$$

Donde:

- $2I_f$ = Pérdidas en escobillas por contacto

2.3.16. Operación en paralelo de los grupos electrógenos

La elección de un generador depende principalmente de la cantidad de energía de reserva que se requiere para su aplicación específica. Sin embargo, no siempre es posible encontrar un generador que coincida exactamente con sus necesidades. A veces, la capacidad de la potencia de salida de las unidades generadoras estándar disponibles en el mercado puede ser muy superior a su requerimiento mínimo o no llegan a su máxima exigencia. Esta es un área en la que pueden brillar los generadores paralelos, Figura 34.



FIGURA 34. GENERADORES OPERANDO EN PARALELO

FUENTE: Cortesía Gitpower

- **Operación en paralelo de los generadores**

La forma más fácil de conectar un sistema paralelo es utilizar generadores que sean idénticos, o que tengan la misma potencia de salida y lapso de

bobina del alternador. Otro enfoque es tener dos o más generadores de salida variable. En cualquiera de los casos, éstos se pueden conectar en paralelo con el aparellaje eléctrico para lograr la producción máxima durante el requerimiento más alto o la salida mínima deseada durante otros momentos.

- **Ventajas de los sistemas paralelos de generación de energía**

Los sistemas paralelos de reserva de energía son ventajosos en comparación de grandes unidades individuales. Sin embargo, la implementación de estos sistemas se ha limitado a grandes proyectos o aplicaciones de misión crítica, debido a las restricciones de costos más altos, espacio y el alto nivel de complejidad para instalar y mantener. Hasta hace poco, muchas empresas grandes y pequeñas se habían abstenido del funcionamiento en paralelo de los grupos electrógenos. Con la introducción de sofisticadas tecnologías integradas de control digital, ahora los sistemas en paralelo se han vuelto mucho más fáciles de operar.

1) Confiabilidad

La redundancia inherente al funcionamiento en paralelo de múltiples generadores proporciona mayor fiabilidad que la ofrecida por una sola unidad generadora para cargas críticas. Si una unidad falla, las cargas críticas se redistribuyen entre otras unidades en el sistema de manera prioritaria. En muchos entornos, las cargas críticas que necesitan el nivel más alto de energía eléctrica de respaldo fiable por lo general representan solamente una fracción de la energía total generada por el sistema. En un sistema paralelo, esto significa que los elementos más críticos tendrán la redundancia necesaria para mantener el poder incluso si una de las unidades se apaga.

2) Capacidad de ampliación

Al dimensionar generadores para que coincidan con los requisitos de carga, a menudo es difícil proyectar con precisión los aumentos en la carga y planificar adecuadamente para los requisitos adicionales previstos. Si las proyecciones de carga son agresivas, la inversión inicial en un generador puede ser mayor de lo necesario. Por otro lado, si las proyecciones de carga son insuficientes, es posible que se queden sin energía de reserva o se corra el riesgo de recurrir a costosas actualizaciones del generador, o incluso la compra de otra unidad.

Operar en sistemas en paralelo es más fácil permitir variaciones en la carga sin salirse del presupuesto o acumular unidades costosas. Siempre que se tenga suficiente espacio, los generadores se pueden agregar para suministrar energía adicional cuando sea necesario. Los generadores redundantes se pueden retirar y usar por separado en otros sitios.

3) Flexibilidad

El uso de varias unidades en paralelo ofrece una mayor flexibilidad que el uso de un generador único de gran tamaño y de alta capacidad. Los generadores múltiples más pequeños que funcionan en paralelo no necesitan ser agrupados juntos y pueden estar situados de forma distribuida, disminuyendo la necesidad de una presencia muy grande para un solo generador de gran tamaño. Las instalaciones en la azotea o la colocación de generadores de tamaño pequeño en áreas limitadas son solamente algunas formas creativas para acomodarlos. Puesto que las unidades no requieren de un gran espacio colectivo, en el que tengan que estar una junto a la otra, a menudo pueden ser situadas en pequeñas instalaciones o cuando el espacio es un factor restrictivo.

4) Facilidad de mantenimiento y capacidad de uso

Si un generador en el sistema falla o requiere mantenimiento, las unidades individuales se pueden desmontar y ser atendidas sin interrumpir el funcionamiento de otras unidades. La redundancia inherente a un sistema paralelo proporciona varios niveles de protección y garantiza un suministro ininterrumpido de energía para los circuitos críticos.

5) Relación costo-efectividad y calidad de desempeño

Las unidades individuales que funcionan en paralelo suelen ser de menor capacidad. Los motores utilizados en estos generadores son generalmente industriales, para carretera o motores de gran volumen diseñados con avanzada tecnología de fabricación, que les otorga un alto grado de confiabilidad y bajo costo de generación por unidad de energía.

Consideraciones clave en la creación de sistemas paralelos

En la mayoría de situaciones, cada generador individual en un sistema paralelo consiste de cuatro a seis microcontroladores cableados juntos. La complejidad de la instalación aumenta si los generadores individuales han sido fabricados por diferentes fabricantes y los controladores se basan en una combinación de tecnologías analógicas y digitales. Regularmente, se necesitan alrededor de entre 3 y 4 semanas para crear un generador de gran capacidad en paralelo y tenerlo listo para el suministro de energía de reserva. Sin embargo, en aplicaciones más pequeñas, como residencias privadas y pequeñas empresas, esto puede tomar menos tiempo. El proceso de instalación, en ambos casos, implica seis características clave y es un proceso complejo que requerirá la asistencia de un técnico electricista con experiencia.

Características clave:

- **Control de velocidad**

Cada generador individual funciona de acuerdo a la velocidad y frecuencia especificada de su motor. Cuando los generadores individuales están acoplados entre sí, las velocidades del motor se encierran en la velocidad general de todo el sistema.

- **Equilibrio de carga**

La carga compartida por cada generador determina la velocidad de su motor. En un sistema paralelo, la carga es compartida por todos los generadores.

- **Sincronización**

Es por supuesto, esencial para sincronizar la fase de cada generador a la de todo el sistema. Los equipos automáticos de sincronización también se pueden utilizar en muchas situaciones.

- **Regulación del voltaje**

Como en el caso de las velocidades del motor en los generadores individuales, el voltaje de cada unidad está encerrado en las otras unidades en el sistema. Cuando cualquier unidad tiene un voltaje un poco más alto que otros generadores en el sistema, termina cargando con toda la tensión de carga del sistema. Los reguladores de voltaje de los generadores individuales están interconectados en un sistema de corriente cruzada reactiva, que regula los puntos de ajuste de voltaje de los generadores individuales mediante la recopilación de las aportaciones de todos los transformadores que controlan los voltajes individuales.

- **Controlador del grupo electrógeno**

Un controlador se instala para revisar el control de los parámetros del motor y de los alternadores de cada unidad en el sistema. El control de carga y la programación de los generadores para

encenderse/apagarse también se puede hacer con algunos de los controladores digitales más recientes disponibles.

- **Relevador (relé) proactivo**

El controlador proactivo del relé verifica la sincronización apropiada, carga y el equilibrio del voltaje adecuado y revierte las funciones de la energía.

Todas estas características están generalmente reguladas por la instalación de micro controladores en los generadores. En los tradicionales sistemas operativos paralelos, cada uno de los generadores tiene sus propios controladores, además de un controlador maestro que rige el sistema combinado. Esto no es viable en montajes pequeños, e incluso algunas veces en los que son más grandes, debido a la inmensa complejidad y al costo de instalación. Cada uno de los controladores tiene que ser instalado para que puedan controlar el funcionamiento del generador individual y tienen que estar en sintonía con el funcionamiento del sistema paralelo que está controlado por el controlador maestro.

En los sistemas paralelos tradicionales, que son más viejos, también hay una gran cantidad de ruido eléctrico debido a la operación simultánea de múltiples controladores. Esto genera una gran cantidad de perturbación y estos sistemas están a menudo predispuestos a colapso temporal. Por lo tanto, se requiere de supervisión constante para un abastecimiento de energía durante constante fallas de energía, lo que representa un gasto añadido y un obstáculo a superar.

Algunos de los problemas encontrados en los sistemas paralelos tradicionales se superan mediante la integración de sistemas de control digital. En el paralelismo integrado, cada generador tiene solamente un controlador digital que se utiliza para supervisar y controlar todas las anteriores características clave. Esto reduce considerablemente el ruido y mejora el rendimiento de la unidad de potencia paralela. Estos

controladores son también dispositivos de “conectar y reproducir”. Si uno falla, simplemente es cuestión de desconectar sustituirlo por una unidad de repuesto.

Una vez que todo ha sido configurado por profesionales capacitados, la necesidad de asistencia técnica de expertos es también muy reducida. Las empresas que optan por los generadores integrados tampoco tienen que lidiar con la molestia adicional del cableado sin fin, ya que el número de controladores se reduce al mínimo y toda la comunicación es digital.

El funcionamiento de las características clave se puede controlar por medio de un ordenador mediante la conexión del controlador maestro al mismo, abriendo paso a la solución de problemas sin complicaciones. El equipo eléctrico en paralelo moderno también se puede conectar al equipo de cómputo y al Internet para monitoreo remoto. Como se puede ver, el usar generadores en paralelo tiene muchas ventajas claras y debe considerarse para cualquier compañía que busca llegar a un nivel alto y redundante de energía de reserva.

Sin embargo, hay costos y otras consideraciones a tener en cuenta, debido a la complejidad que implica, la experiencia técnica es imperativa para diseñar e instalar correctamente la configuración de un sistema paralelo.

2.3.17. Condiciones requeridas para generadores en paralelo

Para conectar generadores en paralelo es necesario tener en cuenta algunos aspectos para el correcto funcionamiento:

- **Voltajes iguales**

Si los voltajes de los generadores son diferentes por el mínimo valor que sea, tendremos una circulación de corriente demasiado grande

cuando cerramos el interruptor, para omitir este problema cada una de las fases tendrá que tener el mismo voltaje y Angulo de fase respecto al conductor donde será conectado, es decir el voltaje de la fase A deberá ser completamente igual al voltaje de la fase A', esto se cumplirá para las dos fases restantes, es decir fase B - B' y fase C - C', del mismo modo tenemos que asegurar que los voltajes RMS de línea sean también iguales.

- **Frecuencias iguales**

Las frecuencias de los 2 o más generadores al igual que los voltajes deben ser las mismas ya que se ocasionarían graves problemas, esto lo podemos visualizar en las siguientes gráficas, la primera grafica tiene 60 Hz y un voltaje de fase de 120 V, Figura 35

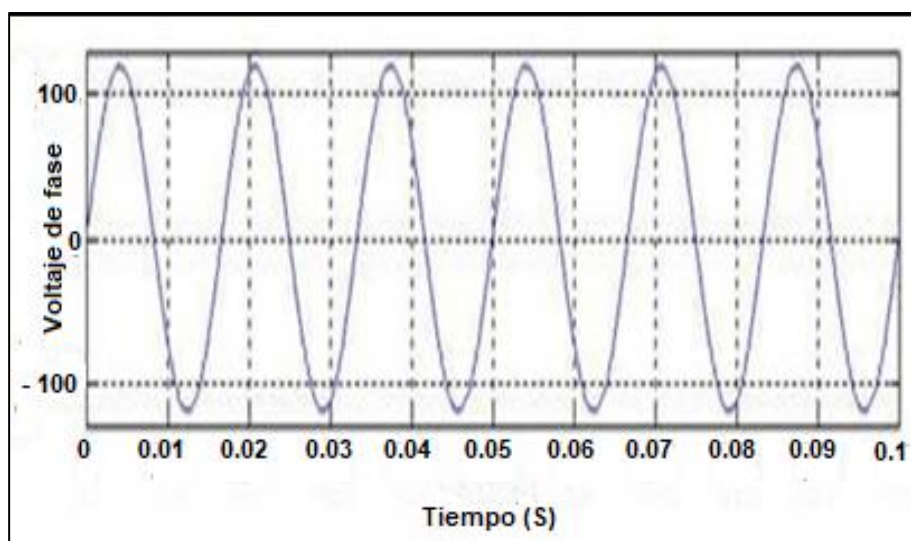


FIGURA 35. GRÁFICA DEL VOLTAJE 120V - 60 HZ

FUENTE: Elaboración propia

La siguiente grafica tiene 58 Hz apenas 2 Hz menor que la anterior y el mismo voltaje de fase, Figura 36.

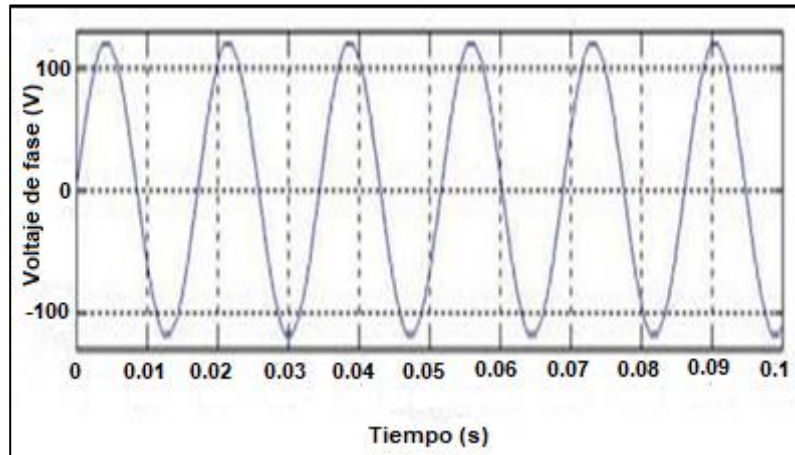


FIGURA 36. GRÁFICA DEL VOLTAJE 120V - 58 HZ

FUENTE: Elaboración propia

Y en la Figura 37. podemos ver el resultado que sucedería si ponemos a funcionar el generador a frecuencias diferentes (60 Hz y 58 Hz).

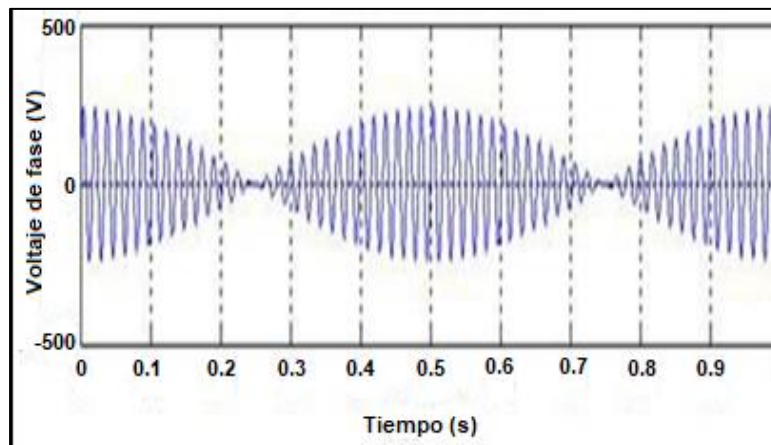


FIGURA 37. DIFERENCIA DE FRECUENCIAS DE 2HZ

FUENTE: Elaboración propia

Como se puede ver en la Figura 37. la resultante de la suma de las ondas a distintas frecuencias y al mismo voltaje, se obtiene a la salida un voltaje totalmente distorsionado y con una frecuencia igual a la diferencia entre el valor de las frecuencias de las dos primeras ondas lo cual nos ocasionaría grandes problemas en la carga.

2.3.18. Comprobar secuencias de fase

Para comprobar la secuencia de fase los dos generadores deben tener la misma secuencia de fase. Existen varios métodos que permiten verificar la secuencia de fase.

Un sencillo método permite comprobar la secuencia de fase. Para ello se recurre a un pequeño motor asíncrono trifásico, que se conecta provisionalmente a las barras de la red. Luego se van acoplando sucesivamente, pero uno a uno los distintos alternadores, pudiendo estar seguros que la secuencia de fase es idéntica para todos ellos, cuando el motor gira en el mismo sentido.

Los ángulos de desfase ω entre dos fases deben ser iguales, esto corresponde a una secuencia en la que los voltajes de fase en ambos generadores llegan al máximo. Si la secuencia en los dos generadores es diferente, aun se tenga un par de voltajes en fase, los otros dos pares estarán desfasados en 120° , al conectar los dos generadores de este modo no habrá problemas con la fase A, pero habrá un flujo grande de corriente por las fases B y C dañando seriamente ambas máquinas.

Figura 38.

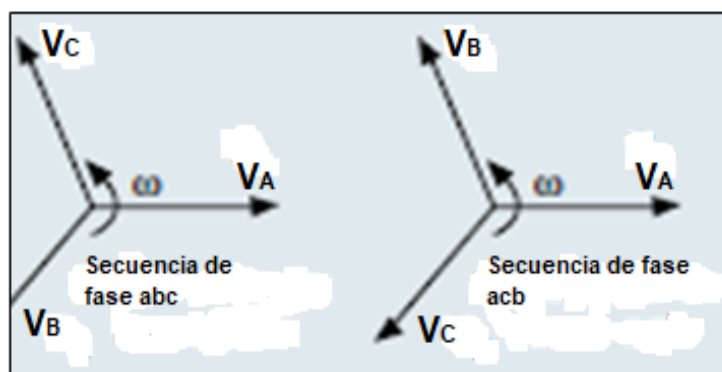


FIGURA 38. SECUENCIA DE FASES

FUENTE: Elaboración propia

2.3.19. Similares características constructivas

Un factor casi no mencionado en la literatura es que las máquinas deben ser idénticos o similares, al menos en su parte constructiva, y de potencias similares, de preferencia del mismo fabricante.

2.3.20. Procedimiento para conectar los generadores

En este punto comúnmente llamado puesta en paralelo de generadores, se deben seguir algunos pasos y precauciones para el óptimo funcionamiento de estas máquinas síncronas.

- **Poner en funcionamiento el generador a conectar**

En esta etapa del proceso ponemos en funcionamiento el generador que vamos a colocar en paralelo, esto significa que debemos llevarlo a su velocidad síncrona, es decir, igualar sus frecuencias ($f_1 = f_2$). Igualar el valor de sus voltajes, también debemos igualar la secuencia de fase y compararlo con la secuencia de fase del sistema que se está operando.

- **Secuencia de fases**

Para asegurarnos de cumplir esta condición y de las expuestas en puntos anteriores se indican algunos métodos a continuación.

Tenemos varias maneras para demostrar esto, una de las formas puede ser la conexión de un motor de inducción de baja potencia en los terminales de cada generador, si este motor gira en la misma dirección en ambos generadores, entonces ellos tendrán la misma secuencia de fase.

Por el contrario, si el motor de inducción gira en sentido contrario respecto de los dos generadores las secuencias de fase serán diferentes y debemos invertir dos conductores del generador para corregir la secuencia. Otro método más simple para medir la secuencia de fase es el uso de un secuencímetro, el mismo que puede ser electrónico o un

electromecánico, pero ambos siguen el mismo principio del motor de inducción expuesto anteriormente.

2.3.21. Sincronización de los generadores

Este punto es de importancia cuando se trata de generadores en paralelo, antes de poner en funcionamiento los dos o más generadores se deben hacer algunas pruebas para asegurar su correcta sincronía.

- **El método de las "lámparas de fase apagadas"**

Este método consiste en conectar las lámparas entre UU' , VV' , WW' la diferencia de potencial entre lámparas, nos indica si se cumplen las condiciones, es decir cuando las lámparas están apagadas se verifican las condiciones, Figuras 39 y 40.

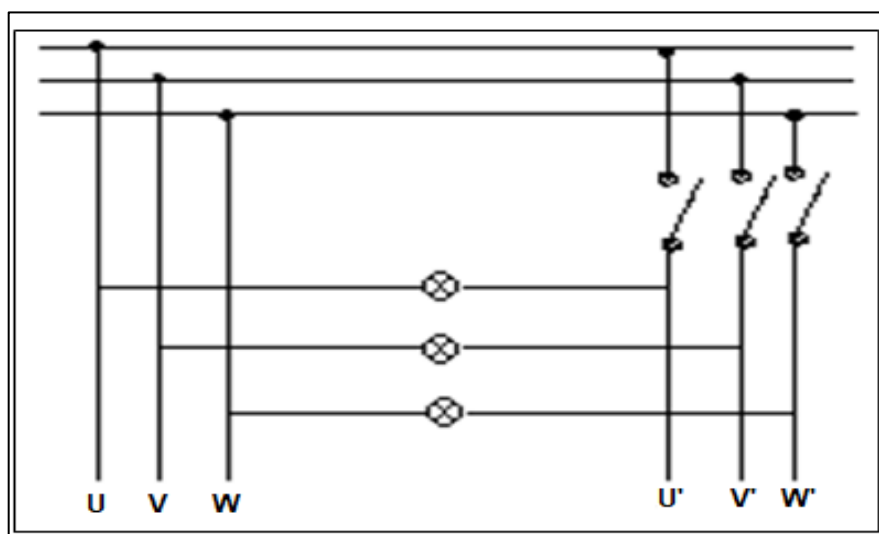


FIGURA 39. SINCRONIZACION EN LAMPARAS APAGADAS

FUENTE: Elaboración propia

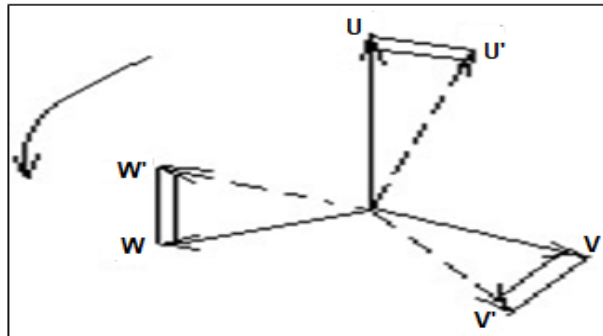


FIGURA 40. DIFERENCIA DE POTENCIAL EN LAS LAMPARAS

FUENTE: Elaboración propia

- **El método de las "luces rotantes o encendidas."**

Las diferencias de potencial entre lámparas varían en módulo si las velocidades de rotación son diferentes. Cuando están en sincronismo la lámpara UU' está apagada y las otras dos brillan igualmente, de no ocurrir esto se ve el encendido alternativamente en un sentido u otro como si estuvieran girando, indicando que la máquina va más lenta o más rápida. Una vez cumplida las condiciones se puede decir que las máquinas están en sincronía, Figuras 41 y 42.

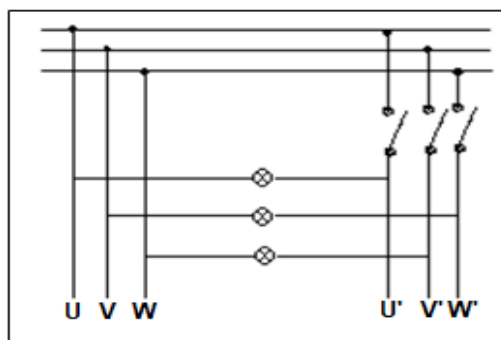


FIGURA 41. SINCRONIZACIÓN LÁMPARAS ENCENDIDAS

FUENTE: Elaboración propia

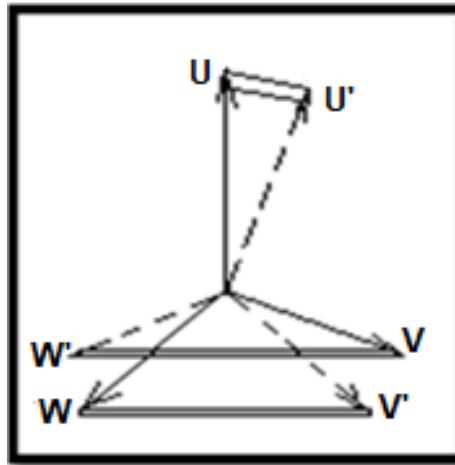


FIGURA 42. DIFERENCIA DE POTENCIAL

FUENTE: Elaboración propia

A continuación, se indica un esquema con todas estas características juntas.

En la Figura 43 se puede ver un voltímetro llamado voltímetro cero, va colocado como indica el esquema, entre la misma fase, y recibe este nombre debido a que cuando indica un valor de cero voltios el generador está en sincronía.

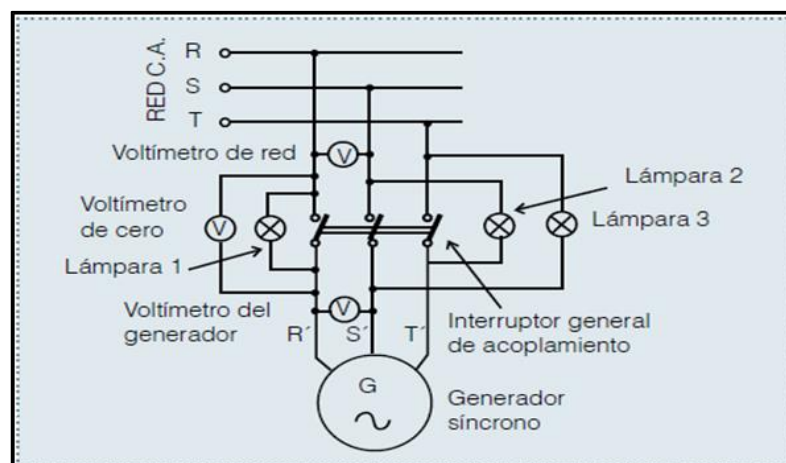


FIGURA 43. PUESTA EN PARALELO DEL GENERADOR-
INSTRUMENTOS

FUENTE: Elaboración propia

2.3.22. Uso de un sincronoscopio

Un sincronoscopio es un instrumento que indica la sincronía de los generadores, mide la diferencia en los ángulos de fase de cualquier línea entre los dos sistemas.

Entre los principales están los digitales y de aguja, Figuras 44 y 45.

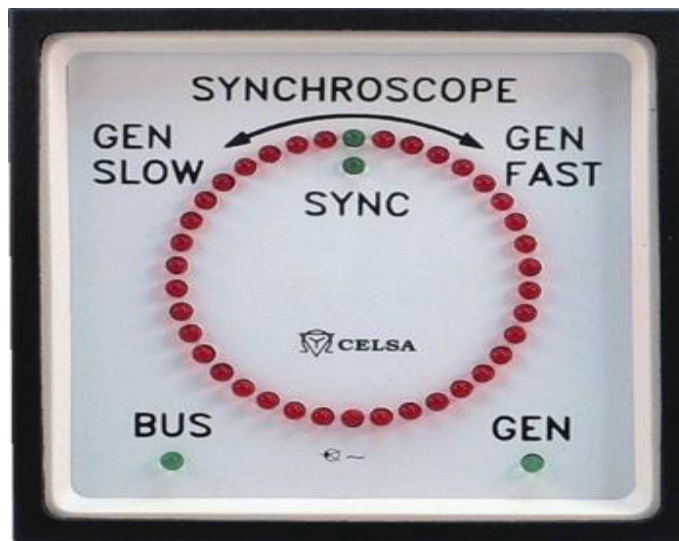


FIGURA 44. SINCRONOSCOPIO DE LUCES ENCENDIDAS

FUENTE: Cortesía Celsa



FIGURA 45. SINCRONOSCOPIO DE AGUJA

FUENTE: Cortesía Directindustry

2.3.23. Sincronización automática

En la actualidad la mayoría de los fabricantes de grupos electrógenos, instalan durante el proceso de fabricación de sus equipos, módulos de control digital. Estos módulos necesitan una programación previa, realizada por un técnico especializado, y una vez programados, realizan y supervisan la sincronización de los distintos grupos, analizando y controlando en tiempo real todos los parámetros del grupo eléctrico, de forma que toda la operación de sincronización se realiza automáticamente y de forma segura.

Opcionalmente, y para instalaciones críticas se pueden añadir distintos controladores externos adicionales para mejorar la seguridad.

Estos equipos externos se encargan de analizar en forma confiable el proceso crítico de sincronización, entradas y salida a carga, equilibrado de cargas, etc. de la instalación, y trabajan conjuntamente con los propios controladores digitales de cada equipo, de forma que los arranques y paradas programados o automatizadas, según las necesidades de la instalación a suministrar, se realicen de forma automática, sin preocupaciones para el usuario final.

La sincronización de grupos eléctricos en paralelo aporta grandes ventajas como hemos comentado anteriormente en este trabajo de investigación.

- Permite suministrar grandes cantidades de energía que de otra forma sería muy costoso o inviable en muchos casos.
- Aporta una mayor seguridad a la instalación, ya que, al contar con varios equipos, resulta más fácil, reparar, sustituir, etc., uno de ellos, sin necesidad de dejar caer por completo el sistema, dado que el resto de los equipos continúan funcionando.

- En ocasiones puede resultar mucho más económico la instalación de varios equipos de menos potencia con una instalación síncrona en paralelo que un único grupo electrógeno mucho más potente.
- La sincronización de grupos electrógenos en paralelo permite una mayor eficiencia de los equipos, dado que en este tipo de instalación es posible conectar y desconectar uno o varios de los grupos electrógenos sincronizados en función de la demanda de la red eléctrica, lo que permite aprovechar al máximo la potencia del grupo reduciendo así el consumo.

2.3.24. Puesta a carga

En un alternador una vez que se tiene los rpm deseadas, lo que conlleva a la frecuencia de red y la tensión ajustada a la de servicio, al aplicársele carga existirá una caída de tensión que deberá ser compensada con una mayor excitación y mantener la tensión de operación de forma automática o de forma manual, de la misma forma al asumir carga (kW) la máquina motriz necesitará compensar la caída de velocidad y tensión del generador.

De la misma forma un alternador que pierde carga tendrá que hacer ajustes de velocidad y de voltaje, de no hacer esto podríamos provocar grandes daños a la máquina, como una sobre velocidad y todos los problemas que ocasionarían dicha situación.

La carga en un alternador implica ajuste de voltaje y ajuste de velocidad. En caso de alternadores en paralelo, una vez trabajando estos sincronizadamente el ajuste de tensión será controlado por un compensador en cuadratura, que irá a mantener el FP (factor de potencia) lo cual implica un cuidado especial, del mismo modo las cargas entre los alternadores serán controlados por el torque de la máquina al ser ajustado el control de velocidad.

A continuación, se explican más detalladamente algunos casos que pueden suceder en la puesta a carga de los generadores:

Se considera el caso de una máquina conectada a barras sobre las cuales existen ya trabajando otras máquinas, tales que sus potencias son muy superiores a la primera, de manera que ésta no puede alterar la tensión de barras, por esto se considera $u = \text{cte.}$ y se dice sobre barras infinitas.

Caso 1

Máquina en vacío: será $I = 0$, $\delta = 0$, $E_0 = U$, el estar en vacío es igual a su fem la que coincide con la tensión de barras.

Caso 2

Se le aumenta la velocidad de la máquina motriz conectada al alternador. Como δ es una medida de la potencia desarrollada, el incremento de la velocidad resultará en un avance de E_0 sobre U en un ángulo δ . Con esto fluirá una I perpendicular a $j.X_d.I$ en conclusión se entrega corriente a la red, Figura 46.

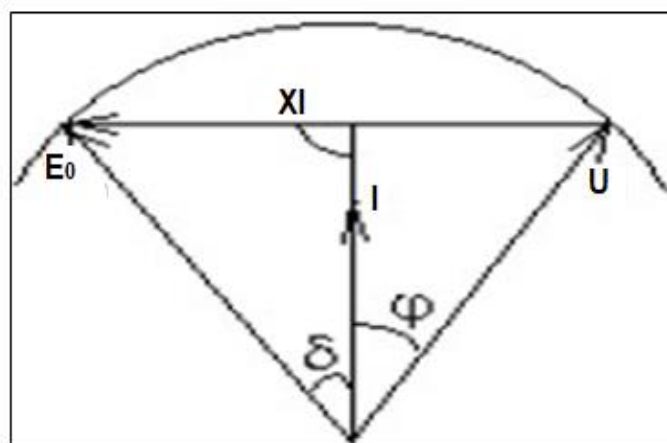


FIGURA 46. AUMENTO DE MÁQUINA MOTRIZ

FUENTE: Elaboración propia

Caso 3

Se varía solo la excitación. Sobreexcitado: corriente en retraso de $\pi/2$. Sobrexcitado: corriente en adelanto de $\pi/2$. En conclusión, se produce corriente reactiva pura, Figura 47.

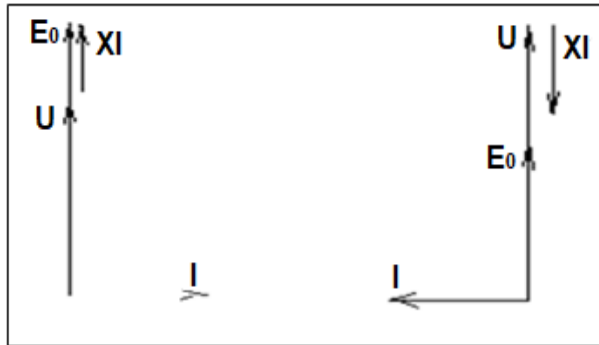


FIGURA 47. VARIACIÓN DE LA EXCITACIÓN

FUENTE: Elaboración propia

Caso 4

Se aumenta la velocidad y la excitación. Como la diferencia $E_0 - U$ es mayor, la I será mayor y, en conclusión: en este caso mejoramos o variamos el $\cos\Phi$ según la necesidad o norma presente, Figura 48.

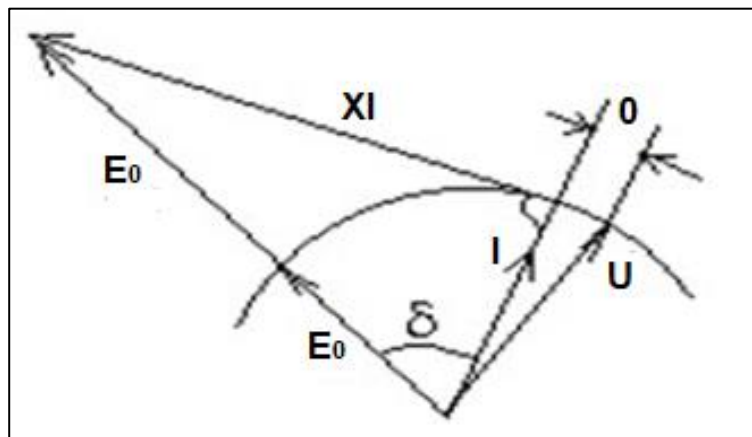


FIGURA 48. AUMENTO DE LA VELOCIDAD Y EXCITACIÓN

FUENTE: Elaboración propia

2.3.25. Esquema alternador síncrono real

A continuación, se indican algunos esquemas reales de generadores en paralelo, en el mismo se indican todos los instrumentos y cuidados que se deben colocar, además se pueden ver las múltiples protecciones para el cuidado del equipo, Figura 49.

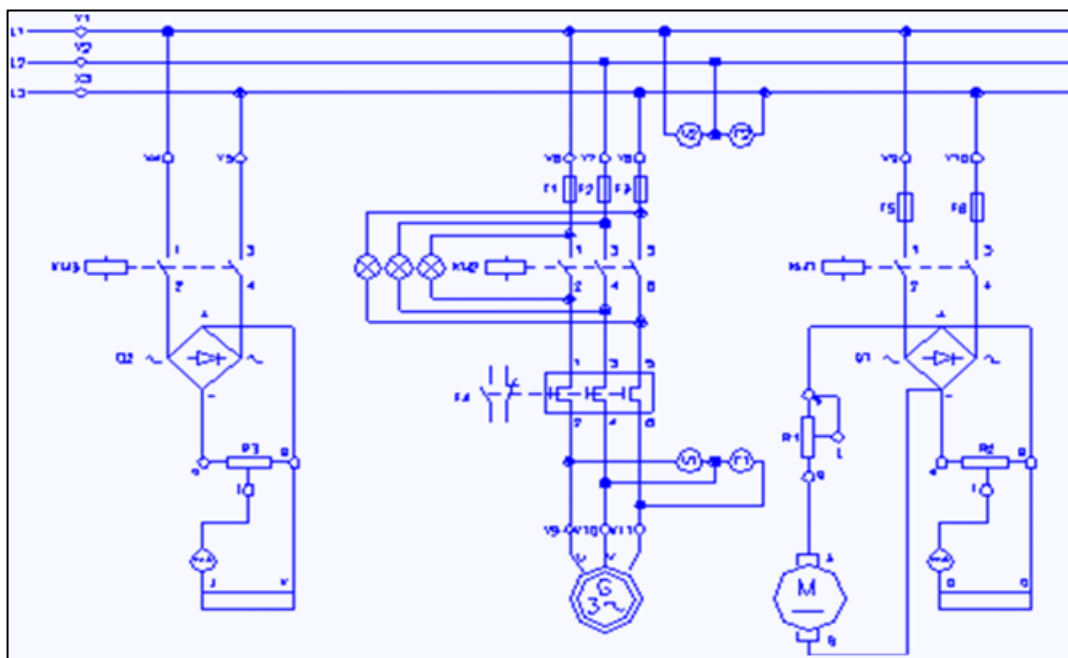


FIGURA 49.. ESQUEMA REAL DEL ALTERADOR EN PARALELO

FUENTE: Elaboración propia

También se muestra a continuación un panel que tienen acoplados todos los instrumentos necesarios para la puesta en paralelo, Figura 50.

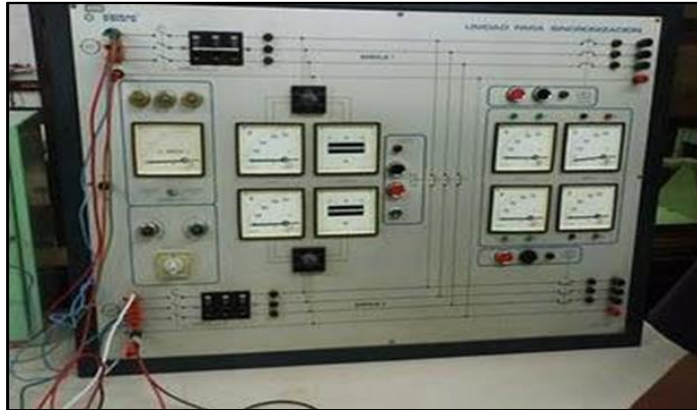


FIGURA 50. TABLERO PARA PUESTA EN PARALELO DE GENERADORES

FUENTE: Cortesía Maquinarias industriales Santa Patricia SA

2.3.26. Consideraciones a tener en cuenta

Como consideraciones en el presente trabajo, se pueden destacar las siguientes:

- a) Antes de conectar los generadores en paralelo recordar siempre y asegurarse de los siguientes puntos.
 - Se acelera la máquina al número de r.p.m. nominales igualando frecuencia 1 con frecuencia 2.
 - Se regula la excitación hasta que la tensión de bornes sea igual a la tensión de línea.
 - Se realiza la sincronización.
 - Se activa el interruptor para unir a la barra infinita.
 - Según las necesidades de potencia se aumenta la velocidad o se aumenta la excitación.
- b) Se debe tener mucho cuidado con los valores de corriente y voltaje para no dañar la máquina ya que es posible que la línea a la que nos deseamos acoplar supere el voltaje que puede producir

nuestro alternador. En ese caso no se debe acoplar ya que la máquina resentiría y reduciríamos su vida útil.

- c) Si se acopla mal, la máquina actuará como motor, girando en sentido contrario.
- d) Para ajustar la repartición de potencia real entre los generadores sin cambiar (frecuencia del sistema), se deben incrementar simultáneamente los puntos de ajuste del mecanismo regulador en un generador, al mismo tiempo que se disminuyen los puntos de ajuste en el mecanismo regulador del otro generador.
- e) Para ajustar el reparto de potencia reactiva entre grupos electrógenos sin necesidad de cambiar el voltaje VT, debemos aumentar la corriente de campo en un generador y disminuir la corriente de campo en el otro en forma paralela, es decir simultáneamente.
- f) Para ajustar el voltaje VT sin variar el reparto de potencia reactiva debemos aumentar o disminuir en forma paralela las corrientes de campo en ambos generadores.

En este trabajo se han podido destacar las grandes ventajas que brinda la configuración de alternadores en paralelo, como es el suministrar la suficiente potencia que requieran las cargas, como el suministro en la distribución de energía eléctrica, y esto a su vez satisface una demanda que cada día va creciendo debido a que el mundo es más dependiente de la energía eléctrica.

2.3.27. Consideraciones a sistemas Actuales de Baja Tecnología

En el Perú en la actualidad se utilizan en gran parte tableros de control análogos para el monitoreo y control de los grupos electrógenos. Estos tableros solamente permiten que se realicen las acciones de control desde el lugar donde se encuentra el grupo por medio de un operario que se encuentra en el sitio. Estos paneles en su mayoría presentan las siguientes partes:

- **Instrumentos de Medición**
Voltímetros, amperímetros, tacómetros, frecuencímetros, Horómetros, medidor de presión de aceite, voltímetro de batería,
- **Instrumentos de Control**
Interruptor on/off/auto, botón de parada de emergencia, botón de precalentador del motor, botón probador de lámparas, etc.
- **Lámparas de Advertencia**
Fallo de encendido, temperatura alta de refrigerante, presión baja de aceite, sobre velocidad, etc.

Todas estas funciones son realizadas de manera analógica tanto eléctrica como visualmente. Estos tableros están situados en la parte delantera o a un costado del grupo. Este tipo de sistema es ampliamente usado en el Perú a pesar de que existen nuevas tecnologías en el rubro y empresas peruanas que brindan el servicio, pues son de menor precio y además la mayoría de la mano de obra son técnicos en Electricidad y mecánicos que están entrenados a usarlos y se aferran a esta tecnología mirando con recelo a la nueva era de la tecnología digital, encontrándola muy confusa y en un idioma que muchos de los técnicos peruanos no dominan, el inglés.

2.3.28. Problemática de los sistemas actuales usados en el Perú

A pesar de que los paneles analógicos son dispositivos muy bien diseñados y trabajan bien durante largos periodos de tiempo, éstos no permiten o hacen muy difícil el monitoreo de los grupos a distancia, el manejo de varios grupos a la vez en un solo panel, o tener un historial de funcionamiento del grupo.

El monitoreo de los grupos con los paneles analógicos se tiene que hacer en el sitio por medio de un técnico que revise panel por panel para observar que todo esté funcionando correctamente y dentro de los niveles establecidos.

Cada grupo posee un panel para sí mismo y resulta difícil unir todos los grupos para poder observarlos desde un solo panel de control instalado en un sitio alejado de los grupos, eso involucraría una cantidad grande de cables de señales que irían desde los grupos al panel general, haciendo el proceso muy enredado.

Las lecturas ofrecidas por los instrumentos son instantáneas, es decir solo se presentan durante el momento del suceso y no se almacenan ni se guarda un registro de ellos, por lo cual no se puede observar de nuevo una lectura que ya ha ocurrido ni se pueden ver las condiciones bajo las cuales ha estado funcionamiento el grupo.

2.3.29. Monitoreo de los grupos electrógenos en el Perú

Los grupos electrógenos se encuentran sometidos a duras condiciones de trabajo y mal mantenimiento, las cuales aumentan la probabilidad de fallas en cualquiera de las numerosas partes del sistema. Además, al sobre exigir algunas de las características del grupo, como puede ser la potencia máxima o la corriente nominal, se aumentan las posibilidades de que en un futuro ocurra una falla en el bobinado del generador o en alguna de las partes del motor.

Estas fallas se manifiestan como un comportamiento irregular en el funcionamiento de los parámetros tanto eléctrico como mecánico del grupo, por estos motivos, surge la necesidad de crear un sistema que permita acceder a dichos parámetros, para poseer no solo una respuesta rápida y eficiente en el caso que se presente una falla, sino que nos permita ver las condiciones a las cuales está operando dicho grupo electrógeno y así darle el correcto mantenimiento cuando llegue el caso. Es necesario que esta información pueda ser accedida a su debido momento por la empresa responsable del mantenimiento del grupo electrógeno.

Un correcto funcionamiento de un grupo electrógeno en todo momento es el resultado de un correcto mantenimiento y una respuesta rápida ante cualquier eventualidad. Sin embargo, la falta de comunicación y la informalidad está comprometiendo la eficiencia de dicho mantenimiento, pues no se tiene registro de las condiciones de trabajo del grupo electrógeno ni de si la empresa que realiza el mantenimiento es la calificada o son técnicos informales como los que abundan en nuestro país. La falta de información trae consigo el hecho de que no sea posible poder anticiparse a las fallas o evitar que éstas traigan consecuencias mayores, pues un problema es detectado cuando éste ya ocurrió, pudiendo desencadenar una serie de eventos mucho peor.

2.3.30. Sistema de monitoreo de equipos a distancia

Como ya es de conocimiento en nuestra época, una de las más grandes necesidades de las personas es la comunicación. La tecnología existente en estos días puede satisfacer las necesidades tanto de pequeñas y grandes empresas, así como la de profesionales, estudiantes y familias.

Esta nos ofrece acceso a múltiples servicios como lo son: la telefonía celular, el Internet, las redes sociales. Las necesidades de comunicación de las empresas han llegado al punto en el que se necesita saber de manera concreta el estado y funcionamiento de los equipos, vehículos o maquinarias que integran la flota de activos que posee la empresa. Esta necesidad junto con la viabilidad y disponibilidad de la Internet se juntan para crear una solución a las necesidades de monitoreo de equipos o maquinarias a distancia en tiempo real.

Esta tesis plantea métodos de solución para lograr un monitoreo de variables medidas en los distintos equipos que poseen las empresas, como lo son las maquinarias y vehículos, utilizando tecnologías de acceso a redes de telefonía o tecnologías de comunicación inalámbricas GSM, CDMA u otras. De manera específica, el estudio se centrará aplicado a

los grupos electrógenos que posee la empresa Comarsa (Compañía Minera a Aurífera Santa Rosa SA) en su flota ubicada en Mina, monitoreando sus parámetros y comunicándolos a una central vía Internet. La comunicación se dará utilizando la red telefónica o sistemas de comunicación inalámbricas de bajo costo.

- **Algunas empresas con soluciones de monitoreo a distancia**

La intercomunicación de equipos con una central a este nivel es un servicio proporcionada por varias empresas, entre ellas tenemos a la empresa Deep Sea Electronics (DSE), la cual es especializada en automatización de generadores y soluciones de comunicaciones. Sus módulos, como el DSE 8610 y DSE 8660, tienen los siguientes aspectos:

- Entradas y salidas tanto analógicas como digitales, las cuales le permiten monitorear los diversos aspectos del motor y del generador, para así poder tomar acciones de control.
- Estos módulos pueden ser conectados a una PC por medio de un cable serial RS232 o por medio de un módem dependiendo del modelo del módulo.
- Encendido y apagado manual y automático, panel digital con display LCD gráfico, auto sincronización con la red eléctrica comercial o con otros grupos electrógenos. Reparto de carga en forma automática. Parámetros completamente programables vía PC.

El servicio que esta tesis plantea proporcionar es brindado en cierta manera por la empresa Sudamericana NETVMI, la cual tiene como enfoque a la reposición de productos. Según esta empresa: "Concepto de VMI (Vendor Managed Inventory - Reposición Automática de Producto) VMI es una solución automatizada de información de inventarios (líquidos, gaseosos o a granel) para clientes, que permite que el proveedor envíe

productos conforme a la conveniencia o demanda de producción, lo que se llama "Reposición Automática de Producto "

- "El sistema NetVMI" consiste en la recolección de datos de inventarios a distancia a través de equipos de telemetría (medidores y comunicadores) que son instalados en el local (en tanques, silos o depósitos).
- Los datos son recibidos por un Data Center quedando a disposición del proveedor a través de Internet (www.netvmi.com), e-mail o archivos enviados vía FTP (File Transfer Protocol) para un Sistema ERP como por ejemplo R3-SAP".

La empresa Buenos Aires Robotic Society (BARS) nos provee también de un equipo de telemetría utilizando su producto Bars100 el cual según la empresa en la dirección de su página web nos brinda las siguientes características:

- "El Bars100 es un equipo de telecontrol vía GSM para entornos industriales que le permite controlar desde su teléfono GSM y mediante el servicio de mensajes cortos incidencias en instalaciones remotas (estaciones de bombeo, repetidores, máquinas de vending, alarmas, sistemas de riego, sistemas demóticos, etc.).
- Cuenta con un juego de 8 entradas digitales que al ser activadas provocan el envío de un SMS a los teléfonos configurados con el texto descriptivo de la alarma, nombre del equipo, fecha y hora en que se produjo la anomalía.
- Permite activar dispositivos de manera remota para lo que cuenta con 8 salidas por relay que se pueden activar mediante el envío de un mensaje corto. Este sistema fue pensado para el control y adquisición de datos.

- Por medio de los módulos de entradas y salidas puede operar con los elementos de uso industrial. Control de temperatura, pesaje y dosificación, control de producción, lógica combinacional y secuencial, registro de eventos y señalización, tableros de comando y automatización.
- Su sistema de comunicación le permite activar elementos a distancia y obtener la lectura de estados de entrada, así como de cualquier sensor adosado al sistema”.

Otra empresa que proporciona este servicio utilizando tecnología GSM es la empresa Comtech que por medio de sus módulos de tecnología M2M (machine to machine) proporciona el servicio de monitoreo a distancia. De la información en su página web: <http://www.comtechm2m.com>: “La tecnología M2M es la habilidad de cualquier máquina para intercambiar información con personas y centros de gerencia” esto proporciona soluciones de negocios que generan retornos rápidos de inversión alineando productos y soluciones para satisfacer las necesidades tecnológicas y de negocios”. Una de las áreas en la que Comtech aplica su tecnología M2M es en el área de expendedores de alimentos. Tanto en este rubro como en el resto de servicios que esta empresa brinda, los equipos poseen las siguientes características:

- Acceso a la información de cada uno de sus equipos en tiempo real por medio de internet.
- Uso de tecnología GSM para transmitir información.
- Dispositivos M2M adaptables a variedad de sistemas para monitoreo

2.3.31. Métodos o formas de acceso inalámbrico a la red

Las tecnologías utilizadas por las empresas presentadas anteriormente para resolver los problemas de comunicación entre los equipos son CDMA (Code División Múltiple Access) y GSM (Global System for Mobile

Communications). CDMA (Code División Múltiple Access) es un sistema de acceso múltiple por división de código, utiliza la técnica de espectro expandido mandando múltiples señales en un mismo ancho de banda en señales similares al ruido. En general se basan en las técnicas de secuencia directa, sin embargo, puede haber sistemas SS híbridos: DS/FH, FH/TH, etc. que aplicadas a diversidad de usuarios dan lugar a nuevos esquemas múltiples. Las comunicaciones son separadas con códigos ortogonales, la voz se descompone en bits digitalizados y los grupos de bits se etiquetan con un código, cada código se asocia a una sola llamada en la red. Los grupos de bits de una llamada se transmiten aleatoriamente junto con los de las demás llamadas. Posteriormente se vuelven a colocar en el orden correcto para completar la conversación.

La tecnología CDMA es utilizada en teléfonos celulares para la transmisión de datos por empresas como Telefónica, la cual utiliza CDMA 2000 1X. La tecnología CDMA ha evolucionado a través del tiempo dando lugar al CDMA2000 1x, 3x, 1xEV, etc.

En las tecnologías GSM (Global System for Mobile Communications) el cual es un estándar internacional de comunicaciones digitales celulares, usadas en el Perú por varias empresas de Telecomunicaciones.

‘El método utilizado por el GSM para administrar las frecuencias es una combinación de dos tecnologías: el TDMA (Time División Múltiple Access) y el FDMA (Frequency División Múltiple Access). El FDMA divide los 25 MHz disponibles de frecuencia en 124 canales con un ancho de 200 kHz y una capacidad para transmisión de datos de alrededor 270 Kbps. Una o más de estas frecuencias es asignada a cada estación base y dividida nuevamente en cuestión de tiempo, utilizando el TDMA, en ocho espacios de tiempo (timeslots). El terminal utiliza un timeslot para recepción y otro para emisión. Ellos están separados temporalmente para que el móvil no reciba y transmita al mismo tiempo. Esta división de tiempo también es

denominada full rate. Las redes también pueden dividir las frecuencias en 16 espacios, proceso designado half-rate, pero la calidad de transmisión es inferior, Figuras 51 y 52.

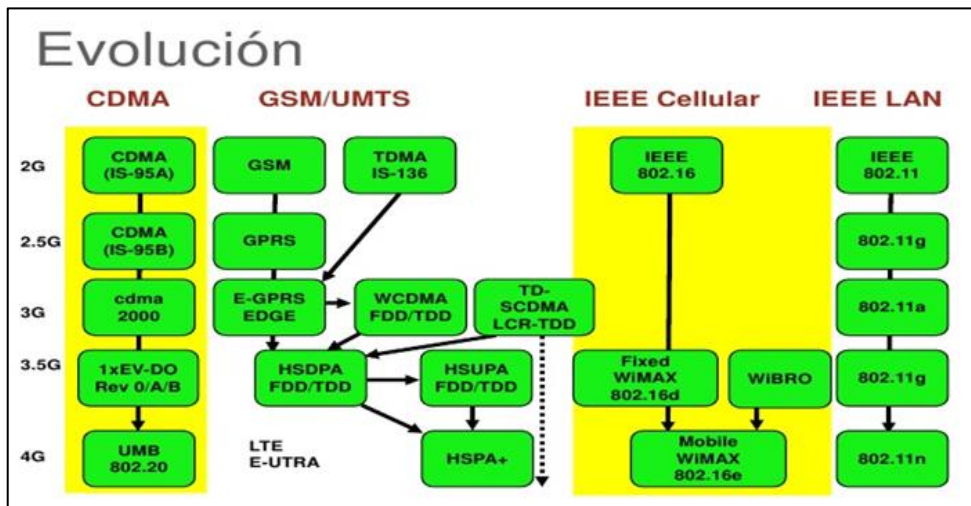


FIGURA 51. EVOLUCIÓN DE LA PLATAFORMA GSM INICIAL

FUENTE: Cortesia GSM

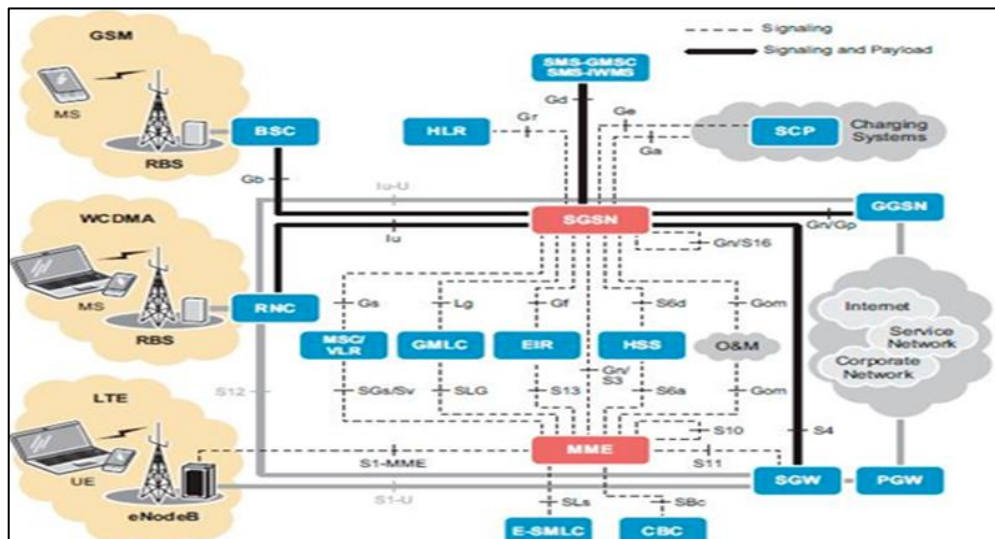


FIGURA 52. EVALUACIÓN DE LA PLATAFORMA GSM INICIAL

FUENTE: Cortesia GSM

Hoy en día se está implementando cada vez en mayor porcentaje la tecnología Wifi, la cual es una red de acceso inalámbrico. Los llamados "hot spots" se están incrementando en toda la ciudad, lo cual, si la cobertura llegara a ser comparable con la de los teléfonos celulares, sería la tecnología inalámbrica más versátil para la comunicación en general y la conexión a Internet.

Para el caso de transmisión de datos en dispositivos fijos tenemos la tecnología alámbrica clásica ISDN. Ésta utiliza módems analógicos o digitales en redes de telefonía digital para transmitir o recibir datos. Esta tecnología contempla dos tipos de interfaces, que se conocen como BRI (Basic Rate Interface) y PRI (Primary Rate Interface). Una interfaz BRI tiene dos canales de 64Kbps que se conocen como canales B y un canal de señalización de 16Kbps conocido como canal D. Este tipo de interfaz describe como $BRI = 2B + D$. Los accesos PRI tienen 30 canales B y 16 canales de señalización D. Este interfaz se denota como $PRI = 30B + D$. Este tipo de interfaz es comúnmente utilizada para aplicaciones de voz (por ejemplo, enlaces entre una central telefónica pública CO y la central telefónica privada PABX) o por los proveedores de servicios para atención de diversos y múltiples usuarios.

ISDN fue desarrollado por los distribuidores de telefonía con la intención de crear una red totalmente digital que permitiera el transporte de voz, así como de aplicaciones de datos (textos, gráficas, videoconferencia, etc.) todo transmitido desde una única interfaz de red'.

La tecnología xDSL, en particular el ADSL (Asymmetric Digital Subscriber Line) que permite velocidades sobre los 10Mbps es una de las tecnologías con mayor disponibilidad hoy en día, tanto en empresas como en hogares. El ADSL permite una velocidad de bajada o downstream mayor que la velocidad de subida o upstream, por eso se dice que es asimétrica. Esta tecnología permite el tráfico de datos y voz

simultáneamente (full dúplex) por el par de cobre de la línea telefónica, haciendo que los precios de implementación no sean tan altos. Se puede transmitir de 5 a 9 km desde la central telefónica debido a la calidad de la línea telefónica, pero con el uso de repetidores instalados cada cierto tramo, la distancia se hace irrelevante.

2.3.32. Características de un sistema de monitoreo de generadores

Teniendo en cuenta el avance tecnológico en materia de comunicaciones y de las distintas tecnologías utilizadas por las empresas para resolver sus necesidades de comunicación podemos obtener la siguiente síntesis:

- Las empresas están optando cada vez más por sistemas que permitan tener una comunicación con todos sus equipos y maquinarias, para así tener una respuesta rápida ante las necesidades de su empresa y del mercado.
- El acceso a Internet desde dispositivos inalámbricos es una norma hoy en día debido a la gran demanda de este servicio. Para este fin se pueden utilizar las tecnologías GSM o CDMA las cuales están compitiendo entre sí en el mercado.
- Para la conexión alámbrica, si bien existen módems xDSL y empresas que brinden este servicio (Speedy de telefónica, cable net de cable mágico) en mayor demanda.
- Ancho de banda y velocidad, debido al precio y a la cantidad de información a transmitir, sólo es necesario módems ISDN de menor velocidad y precio.
- Se deben de tener claramente definidos 3 sistemas separados para poder lograr el monitoreo de algún equipo a distancia, éstos son: el módulo de adquisición de datos, el módulo procesador y de almacenamiento de la información, y por último el dispositivo de comunicación, el cual puede ser un módem alámbrico o inalámbrico.

- Existen soluciones integrales para el manejo y control de grupos electrógenos cuyo precio es relativamente elevados a comparación de otras soluciones existentes en el mercado. Es una necesidad tener un sistema práctico que permita monitorear los datos en estos equipos para su correcto funcionamiento en cualquier momento debido a la importancia de la tarea que ellos realizan.

Si bien existen diversas soluciones para el monitoreo de datos a distancia, se puede rescatar de los servicios proporcionados por las empresas y las tecnologías usadas, una solución integral aplicada a grupos electrógenos que englobe los siguientes conceptos:

- Utiliza tecnología inalámbrica GSM para el sistema de comunicación, teniendo la flexibilidad de utilizar en su defecto módems alámbricos con tecnologías ISDN, xDSL, etc.
- Permita realizar acciones de control a distancia
- Monitoreo en tiempo real por medio de Internet
- Reporte de mantenimiento mensual o en un lapso de tiempo preprogramado.
- Aviso rápido, por medio de mensajes de texto a celular o e-mail, en caso de una falla inminente.
- Que presente una solución económica y fiable para que su uso se amplíe a otros sistemas, más allá de los grupos electrógenos, modificando solamente algunos parámetros para la adaptación al nuevo sistema.

2.3.33. Monitoreo de variables físicas y eléctricas

El monitoreo de datos en los equipos, en especial de los grupos electrógenos, es una técnica que involucra cantidades grandes de información. Para esto el sistema diseñado debe de ser capaz no solo de almacenar la información, sino de decidir cuál información es importante

para poder enviar al usuario los datos más relevantes del proceso y no enviar una cantidad grande de datos sin utilidad aparente.

Actualmente algunas empresas proveen el servicio que este dispositivo va a brindar, pero dichas empresas se basan en redes de baja cobertura y es necesario habilitar puntos de acceso o estaciones base para poder acceder a dicha red, por este motivo el precio del sistema instalado es de elevado costo. El sistema planteado debe de utilizar redes existentes de cobertura amplia para poder disminuir así los costos de instalación. El costo del servicio es un factor económico que depende del sistema de red de comunicación escogido, dependiendo de su disponibilidad, de la complejidad del equipo o maquinaria a monitorear y de la complejidad de la instalación.

Cuando un sistema de monitoreo es instalado, se espera que este alivie las preocupaciones por la incertidumbre de la operación de la maquinaria o equipo monitoreado. El sistema de monitoreo debe de ser fiable y seguro al punto que el usuario no debe de preocuparse si el sistema funciona bien o no, puesto que ello sería aumentar una preocupación más en un ya estresante medio de trabajo.

El sistema de comunicaciones utilizado por el equipo desarrollado va a ser escogido por el usuario de acuerdo a sus necesidades y disponibilidad de infraestructura. Es decir, si el usuario posee acceso a una red telefónica en las inmediaciones, puede optar por un sistema de transmisión basado en un módem ISDN. Si es de preferencia el usuario puede optar por un sistema de comunicación basado en tecnología móvil celular GSM, siempre y cuando se encuentre dentro del área de servicio. Esto quiere decir que el sistema debe permitir un fácil cambio de sistemas de comunicación sin alterar el resto del equipo instalado, Figura 53.

Muchas empresas poseen la necesidad de monitorear sus equipos, no solo los grupos electrógenos, así que el sistema debe de permitir una fácil

adaptación a diversos equipos que se encuentren en el mercado sin tener que alterar de manera significativa los procesos vitales del sistema. Esto quiere decir que el sistema debe de considerar un amplio rango de uso y un estándar entre etapas de manejo de la información para el logro de la compatibilidad del sistema.

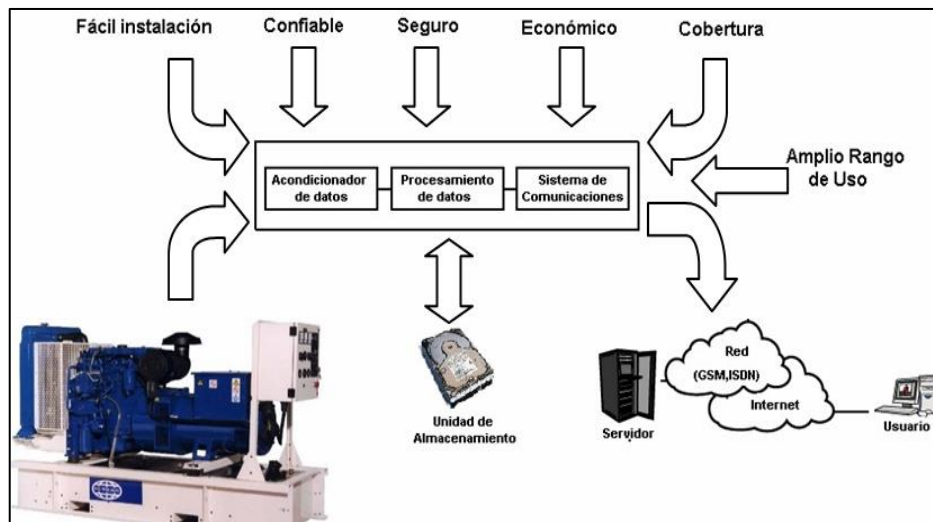


FIGURA 53. MANEJO DE INFORMACIÓN EN EL GRUPO ELECTRÓGENO

FUENTE: Cortesía Modasa - Talleres

2.3.34. Implementación y desarrollo de la arquitectura del sistema

El sistema se plantea como la integración de 2 grandes partes. Estas partes estarán constituidas por 2 módulos independientes: El módulo esclavo y el Módulo maestro. El módulo esclavo es el que va a estar físicamente en el tablero del grupo electrógeno y va a encargarse de obtener los parámetros físico y eléctricos de funcionamiento del grupo en tiempo real, es decir generador y motor diésel.

El módulo maestro va a recopilar dicha información y la va a almacenar en una memoria independiente. Como destino final de la información, el módulo maestro va a transmitir dicha información al usuario final a través de Internet.

El módulo maestro permite almacenar la información de más de un módulo esclavo pues todos están configurados en una red RS-485. Todo el sistema se aprecia mejor en la siguiente Figura 54.

- **Modulo Esclavo**

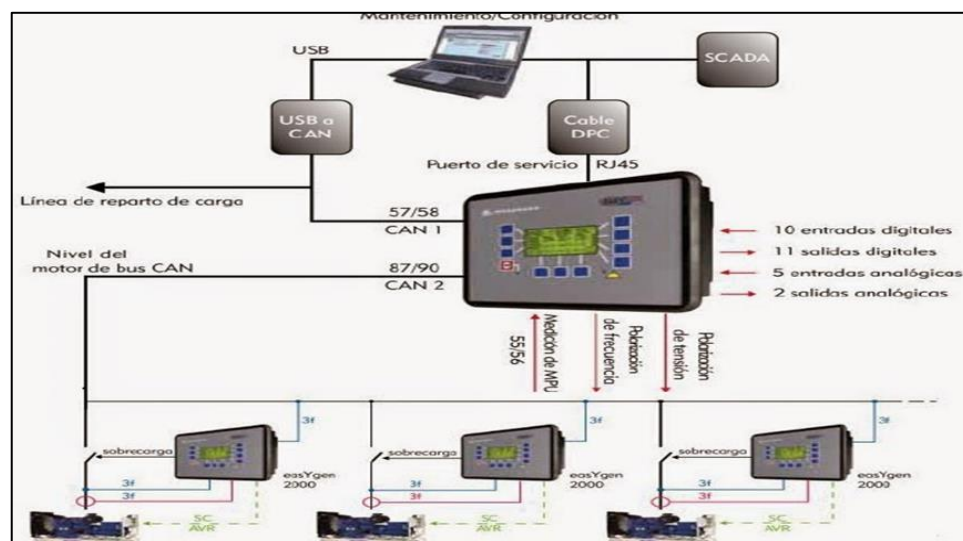


FIGURA 54. CONEXIONADO MODULO ESCLAVO – MAESTRO

FUENTE: Femax

Este módulo se encargará de realizar 4 tareas principales:

- Lectura de los datos físicos y eléctricos del grupo por medio de los sensores.
- Acciones básicas de automatización no aplicables a redes de grupos en paralelo como lo son el encendido ante falla de la red comercial.
- Apagado del grupo ante una falla crítica.
- Interaccionar con el técnico por medio de un programa que permita variar los rangos máximos y mínimos de las señales medidas.

Para realizar estas tareas el módulo esclavo cuenta con los siguientes componentes:

- **Subsistema de Adquisición de datos**

- Interfaz de entrada para interactuar con los sensores y con las señales de voltaje y corriente.
- Un ADE 7758 que es el encargado de pre procesar las señales de voltaje y corriente y obtener así mediciones de energía activa, reactiva y aparente, así como los valores RMS de voltaje y corriente.

2.3.35. Sistema adquisición de datos

La adquisición de datos o adquisición de señales consiste en la toma de muestras del mundo real (sistema analógico) para generar datos que puedan ser manipulados por un ordenador u otros dispositivos electrónicos (sistema digital). Consiste en tomar un conjunto de señales físicas, convertirlas en tensiones eléctricas y digitalizarlas de manera que puedan ser procesadas por una computadora o PAC. Se requiere una etapa de acondicionamiento, que adecua la señal a niveles compatibles con el elemento que hace la transformación a señal digital. El elemento que hace dicha transformación es el módulo de digitalización o tarjeta de adquisición de datos (DAQ).

- **Proceso de adquisición de datos: definiciones**

- **Dato**

Representación simbólica (numérica, alfabética...), atributo o característica de un valor. No tiene sentido en sí mismo, pero convenientemente tratado (procesado), se puede utilizar en la relación de cálculos o toma de decisiones.

- **Adquisición**

Recogida de un conjunto de variables físicas, conversión en voltaje y digitalización de manera que se puedan procesar en un ordenador.

- **Sistema**

Conjunto organizado de dispositivos que interactúan entre sí ofreciendo prestaciones más completas y de más alto nivel.

Una vez que las señales eléctricas se transformaron en digitales, se envían a través del bus de datos a la memoria del PC. Una vez los datos están en memoria pueden procesarse con una aplicación adecuada, archivarlas en el disco duro, visualizarlas en la pantalla, etc.

- **Bit de resolución**

Número de bits que el convertidor analógico o digital (ADC) utiliza para representar una señal.

- **Rango**

Valores máximo y mínimo entre los que el sensor, instrumento o dispositivo funcionan bajo unas especificaciones.

- **Teorema de Nyquist**

Al muestrear una señal, la frecuencia de muestreo debe ser mayor que dos veces el ancho de banda de la señal de entrada, para poder reconstruir la señal original de forma exacta a partir de sus muestras. En caso contrario, aparecerá el fenómeno del aliasing que se produce al infra muestrear. Si la señal sufre aliasing, es imposible recuperar el original.

2.3.36. Velocidad de muestreo recomendada

Los componentes de los sistemas de adquisición de datos, poseen sensores adecuados que convierten cualquier parámetro de medición de una señal eléctrica, que se adquiere por el hardware de adquisición de datos. Los datos adquiridos se visualizan, analizan, y almacenan en un

ordenador, ya sea utilizando el proveedor de software suministrado u otro software.

Los controles y visualizaciones se pueden desarrollar utilizando varios lenguajes de programación de propósito general como Visual BASIC, C++, Fortran, Java, Lisp, Pascal. Los lenguajes especializados de programación utilizados para la adquisición de datos incluyen EPICS, utilizada en la construcción de grandes sistemas de adquisición de datos, LabVIEW, que ofrece un entorno gráfico de programación optimizado para la adquisición de datos, y MATLAB. Estos entornos de adquisición proporcionan un lenguaje de programación además de bibliotecas y herramientas para la adquisición de datos y posterior análisis.

De la misma manera que se toma una señal eléctrica y se transforma en una digital para enviarla al ordenador, se puede también tomar una señal digital o binaria y convertirla en una eléctrica. En este caso el elemento que hace la transformación es una tarjeta o módulo de Adquisición de Datos de salida, o tarjeta de control. La señal dentro de la memoria del PC la genera un programa adecuado a las aplicaciones que quiere el usuario y, luego de procesarla, es recibida por mecanismos que ejecutan movimientos mecánicos, a través de servomecanismos, que también son del tipo transductores.

Un sistema típico de adquisición utiliza sensores, transductores, amplificadores, convertidores analógico - digital (A/D) y digital - analógico (D/A), para procesar información acerca de un sistema físico de forma digitalizada.

En este caso DAQ funciona como transductor de señales análogas a digitales, propiciando así el procesamiento de datos a través de sus funciones de entradas.

- **Adquisición de datos**

La adquisición de datos se inicia con el fenómeno físico o la propiedad física de un objeto (objeto de la investigación) que se desea medir. Esta propiedad física o fenómeno podría ser el cambio de temperatura o la temperatura de una habitación, la intensidad o intensidad del cambio de una fuente de luz, la presión dentro de una cámara, la fuerza aplicada a un objeto, o muchas otras cosas. Un eficaz sistema de adquisición de datos puede medir todas estas diferentes propiedades o fenómenos.

Un sensor es un dispositivo que convierte una propiedad física o fenómeno en una señal eléctrica correspondiente medible, tal como tensión, corriente, el cambio en los valores de resistencia o condensador, etc. La capacidad de un sistema de adquisición de datos para medir los distintos fenómenos depende de los transductores para convertir las señales de los fenómenos físicos mensurables en la adquisición de datos por hardware. El término transductores es sinónimo de sensores en sistemas de DAQ. Hay transductores específicos para diferentes aplicaciones, como la medición de la temperatura, la presión, o flujo de fluidos. DAQ también despliega diversas técnicas de acondicionamiento de Señales para modificar adecuadamente diferentes señales eléctricas en tensión, que luego pueden ser digitalizados usando CED.

Las señales pueden ser digitales (también llamada señales de la lógica) o analógicas en función del transductor utilizado.

El acondicionamiento de señales suele ser necesario si la señal desde el transductor no es adecuada para la DAQ hardware que se utiliza. La señal puede ser amplificada o des amplificada, o puede requerir de filtrado, o un cierre patronal, en el amplificador se incluye para realizar demodulación. Varios otros ejemplos de acondicionamiento de señales podría ser el puente de conclusión, la prestación actual de tensión o excitación al sensor, el aislamiento, linealización, etc. Este pretratamiento

de la señal normalmente lo realiza un pequeño módulo acoplado al transductor.

DAQ hardware son por lo general las interfaces entre la señal y un PC. Podría ser en forma de módulos que pueden ser conectados a la computadora a través de los puertos (paralelo, serie, USB, etc.) o ranuras de las tarjetas conectadas (PCI, ISA) en la placa madre. Por lo general, el espacio en la parte posterior de una tarjeta PCI es demasiado pequeño para todas las conexiones necesarias, de modo que una ruptura de caja externa es obligatoria. Las tarjetas DAQ a menudo contienen múltiples componentes, como: Multiplexores, ADC, DAC, TTL-IO, temporizadores de alta velocidad, memoria RAM. Estos son accesibles a través de un bus por un microcontrolador, que puede ejecutar pequeños programas. El controlador es más flexible que una unidad lógica dura cableada, pero más barato que una CPU de modo que es correcto para bloquear con simples bucles de preguntas.

El driver software habitualmente viene con el hardware DAQ o de otros proveedores, y permite que el sistema operativo pueda reconocer el hardware DAQ y dar así a los programas acceso a las señales de lectura por el hardware DAQ. Un buen driver ofrece un alto y bajo nivel de acceso.

2.3.37. Tiempo de conversión

Es el tiempo que tarda en realizar una medida el convertidor en concreto, y dependerá de la tecnología de medida empleada. Evidentemente nos da una cota máxima de la frecuencia de la señal a medir.

Este tiempo se mide como el transcurrido desde que el convertidor recibe una señal de inicio de "conversión" (normalmente llamada SOC, Start of Conversión) hasta que en la salida aparece un dato válido. Para que tengamos constancia de un dato válido tenemos dos caminos:

- Esperar el tiempo de conversión máximo que aparece en la hoja de características.

- Esperar a que el convertidor nos envíe una señal de fin de conversión.

Si no se respeta el tiempo de conversión, en la salida tendremos un valor, que dependiendo de la constitución del convertidor será:

- Un valor aleatorio, como consecuencia de la conversión en curso
- El resultado de la última conversión

2.3.38. La etapa de acondicionamiento de la señal

Con más detalle, en una etapa de acondicionamiento podemos encontrar las siguientes funciones, aunque no todas pueden estar siempre presentes:

- Amplificación
- Excitación
- Filtrado
- Multiplexado
- Aislamiento
- Linealización
- **Amplificación**

Es el tipo más común de acondicionamiento. Para conseguir la mayor precisión posible la señal de entrada debe ser amplificada de modo que su máximo nivel coincida con la máxima tensión que el convertidor pueda leer.

- **Aislamiento**

Otra aplicación habitual en el acondicionamiento de la señal es el aislamiento eléctrico entre el transductor y el ordenador, para proteger al mismo de transitorios de alta tensión que puedan dañarlo. Un motivo adicional para usar aislamiento es el garantizar que las lecturas del

convertidor no son afectadas por diferencias en el potencial de masa o por tensiones en modo común.

Cuando el sistema de adquisición y la señal a medir están ambas referidas a masa pueden aparecer problemas si hay una diferencia de potencial entre ambas masas, apareciendo un "bucle de masa", que puede devolver resultados erróneos.

- **Multiplexado**

El multiplexado es la conmutación de las entradas del convertidor, de modo que con un sólo convertidor podemos medir los datos de diferentes canales de entrada. Puesto que el mismo convertidor está midiendo diferentes canales, su frecuencia máxima de conversión será la original dividida por el número de canales muestreados. Se aconseja que los multiplexores se utilicen antes del conversor y después del condicionamiento de la señal, ya que de esta manera no molestará a los aislantes que podamos tener.

- **Filtrado**

El fin del filtro es eliminar las señales no deseadas de la señal que estamos observando. Por ejemplo, en las señales cuasi-continuas, (como la temperatura) se usa un filtro de ruido de unos 4 Hz, que eliminará interferencias, incluidos los 50/60 Hz de la red eléctrica.

Las señales alternas, tales como la vibración, necesitan un tipo distinto de filtro, conocido como filtro antialiasing, que es un filtro pasa bajo, pero con un corte muy brusco, que elimina totalmente las señales de mayor frecuencia que la máxima a medir, ya que si no se eliminan aparecerán superpuestas a la señal medida, con el consiguiente error.

- **Excitación**

La etapa de acondicionamiento de señal a veces genera excitación para algunos transductores, como por ejemplos las galgas "extensométricas", "termistores" o "RTD", que necesitan de la misma, bien por su constitución interna, (como el termistor, que es una resistencia variable con la temperatura) o bien por la configuración en que se conectan (como el caso de las galgas, que se suelen montar en un puente de Wheatstone).

- **Linealización**

Muchos transductores, como los termopares, presentan una respuesta no lineal ante cambios lineales en los parámetros que están siendo medidos. Aunque la linealización puede realizarse mediante métodos numéricos en el sistema de adquisición de datos, puede ser una buena idea realizar esta corrección mediante circuitería externa. Como vemos, Figura 55, los bloques principales son:

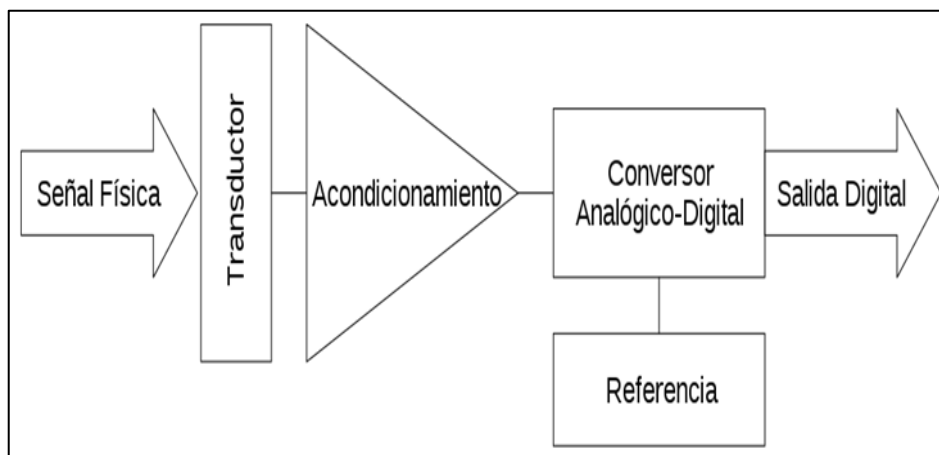


FIGURA 55. SUBSISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

FUENTE: Elaboración propia

- **El transductor**

Es un elemento que convierte la magnitud física que vamos a medir en una señal de salida (normalmente tensión o corriente) que puede ser procesada por nuestro sistema. Salvo que la señal de entrada sea eléctrica, podemos decir que el transductor es un elemento que convierte energía de un tipo en otro. Por tanto, el transductor debe tomar poca energía del sistema bajo observación, para no alterar la medida.

- **El acondicionamiento de señal**

Es la etapa encargada de filtrar y adaptar la señal proveniente del transductor a la entrada del convertidor analógico / digital. Esta adaptación suele ser doble y se encarga de:

- Adaptar el rango de salida del transductor al rango de entrada del convertidor. (Normalmente en tensión).
- Acoplar la impedancia de salida de uno con la impedancia de entrada del otro.

La adaptación entre los rangos de salida del convertidor y el de entrada del convertidor tiene como objetivo aprovechar el margen dinámico del convertidor, tal que la máxima señal de entrada debe coincidir con la máxima del convertidor, pero no con la máxima tensión admisible, ya que para ésta entran en funcionamiento las redes de protección que el convertidor lleva integrada.

Por otro lado, la adaptación de impedancias es imprescindible ya que los transductores presentan una salida de alta impedancia, que normalmente no puede excitar la entrada de un convertidor, cuya impedancia típica suele estar entre 1 y 10 k.

El convertidor analógico/digital es un sistema que presenta en su salida una señal digital a partir de una señal analógica de entrada, (normalmente de tensión) realizando las funciones de cuantificación y codificación.

La cuantificación implica la división del rango continuo de entrada en una serie de pasos, de modo que para infinitos valores de la entrada la salida sólo puede presentar una serie determinada de valores. Por tanto, la cuantificación implica una pérdida de información que no podemos olvidar.

La codificación es el paso por el cual la señal digital se ofrece según un determinado código binario, de modo que las etapas posteriores al convertidor puedan leer estos datos adecuadamente. Este paso es importante, ya que puede hacer que obtengamos datos erróneos, sobre todo cuando el sistema admite señales positivas y negativas con respecto a masa, momento en el cual la salida binaria del convertidor nos da tanto la magnitud como el signo de la tensión que ha sido medida.

La etapa de salida es el conjunto de elementos que permiten conectar el s.a.d con el resto del equipo, y puede ser desde una serie de buffers digitales incluidos en el circuito convertidor, hasta una interfaz RS-232, RS-485 o Ethernet para conectar a un ordenador o estación de trabajo, en el caso de sistemas de adquisición de datos comerciales.

- **Ventajas**

Flexibilidad de procesamiento, posibilidad de realizar las tareas en tiempo real o en análisis posteriores (a fin de analizar los posibles errores), gran capacidad de almacenamiento, rápido acceso a la información y toma de decisión, se adquieren gran cantidad de datos para poder analizar, posibilidad de emular una gran cantidad de dispositivos de medición y activar varios instrumentos al mismo tiempo, facilidad de automatización, etc. Se utiliza en la industria, el control de máquinas y de producción, la detección de fallas y el control de calidad entre otras aplicaciones, Figuras 56 y 57.

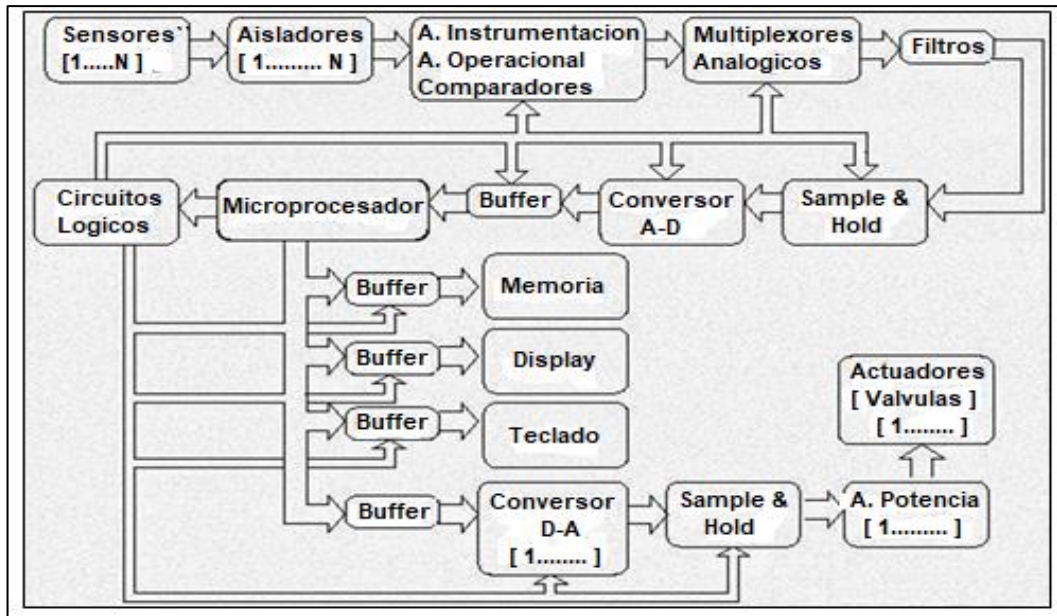


FIGURA 56. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

FUENTE: Cortesia Andean Management - Talleres

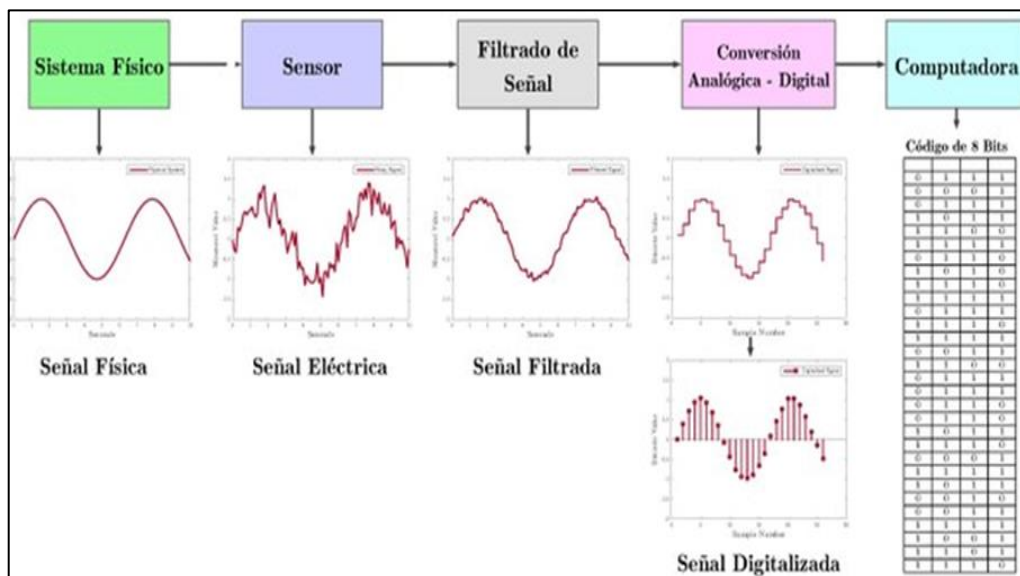


FIGURA 57. SISTEMA DIGITAL DE ADQUISICIÓN DE DATOS

FUENTE: Cortesia Andean Management - Talleres

2.3.39. Subsistemas de procesamiento de datos

Dos microprocesadores PIC16F877A encargados del manejo del programa principal para la adquisición de señales de los sensores y del ADE7758, manejo de las entradas y salidas lógicas, manejo del software de comunicaciones con el protocolo Modbus y manejo del programa que interactúa con el técnico usuario.

1) ADE7758 (Analog Devices)

- **Descripción general**

ADE7758 es un circuito integrado usado para la medición de energía eléctrica en sistemas trifásicos, el cual posee una interfaz serial y dos salidas de pulsos de frecuencia. Incorpora conversores A/D de segundo orden, un integrador digital, y todo el procesamiento de señal requerido para realizar cálculos de energía activa, reactiva, aparente, cálculos de tensión y corriente eficaz con una gran precisión. Es capaz de medir energía activa, reactiva y aparente en varias configuraciones trifásicas, como delta o estrella, ambas con tres o cuatro cables. Este circuito también provee un sistema de calibración por cada fase, permitiendo corregir problemas de offset, y desfases entre otros.

- **Canales de Corriente ADE7758**

La Figura 58 muestra el camino que sigue la señal de entrada en el canal de corriente. En el modo de muestreo de forma de onda, las salidas del convertor son palabras de 24 bytes cuyo formato es complemento a 2 muestreadas a un máximo de 26 kbps. (Kilo muestras por segundo). Con una señal analógica de entrada a plena escala de +/-0.5V, el convertor produce su máximo valor de salida que varía entre D7AE14h y 2851Ech.

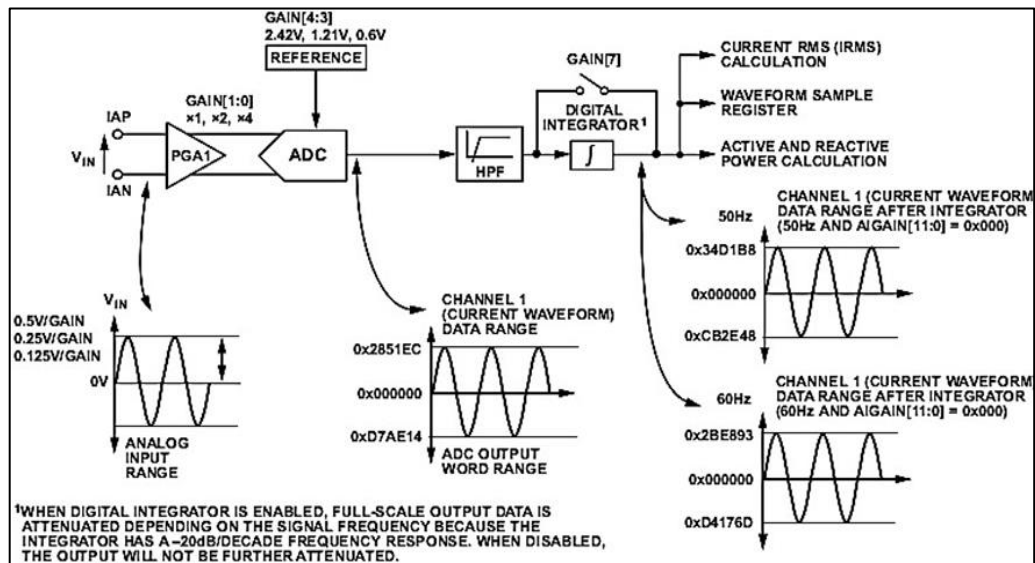


FIGURA 58. CANALES DE CORRIENTE DEL ADE7758

FUENTE: Cortesia Luna, 2006

- **Canales de Tensión ADE7758**

La Figura 59 muestra el procesamiento realizado para la entrada VA en el canal de tensión (igual para VB y VC).

Antes de pasar al registro de forma de onda, la salida del conversor pasa a través de un filtro pasa bajos (LPF1) con una frecuencia de corte de 260 Hz. Este filtro atenúa la señal suavemente, por ejemplo, a 60 Hz esta señal es atenuada en un 3.575%. Las muestras de onda de forma son datos en complemento a 2 que varían entre 2748h y D8B8h.

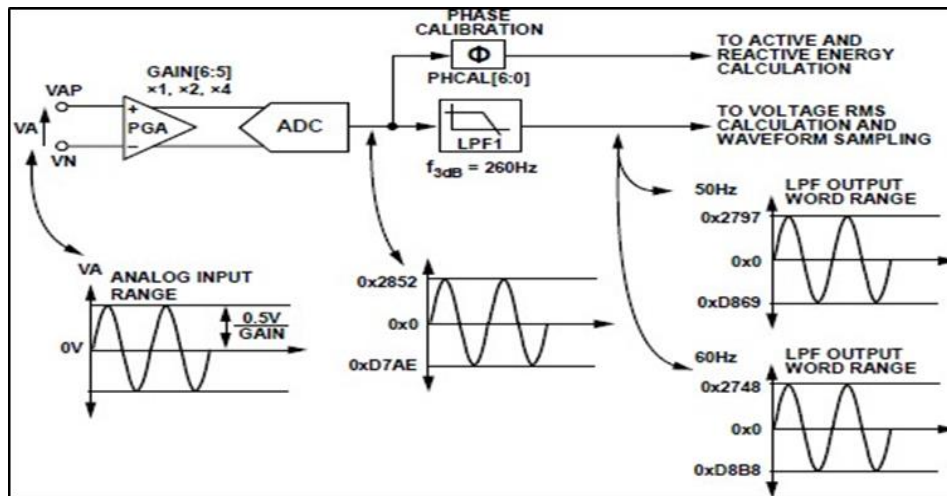


FIGURA 59. CANAL DE TENSIÓN DEL ADE7758

FUENTE: Cortesia Luna, 2006

- **Protocolo de Comunicación ADE7758.**

El ADE7758 tiene integrada una interfaz de comunicación serial, la cual está compuesta de 4 señales: SCLK, DIN, DOUT y CS

- SCLK: Señal de reloj. Todas las operaciones de transferencia de datos son sincronizadas con esta señal de reloj.
- DOUT: Salida lógica que permite que los datos salgan en el flanco de subida de la señal de reloj.
- DIN: Entrada lógica en la cual entran los datos en el flanco de bajada de la señal SCLK.
- CS: Entrada lógica que actúa como la selección del integrado. Esta entrada es usada

Cuando múltiples dispositivos comparten el bus serial. Un flanco de bajada en CS coloca al ADE7758 en modo de comunicación y debe dejarse esta entrada en activo bajo para toda la transferencia de los datos.

Todas las operaciones en el ADE 7758 deben empezar con una escritura al registro de comunicación. El registro de comunicación es un registro de

solo escritura de 8 bits. El bit más significativo determina si la siguiente transferencia de datos es lectura o escritura. Si el bit más significativo es 1 indica que la operación que se quiere llevar a cabo es de escritura mientras que si es cero la operación es de lectura. Los siete bits menos significativos contienen la dirección del registro al cual se quiere acceder.

- **Operación de Escritura Serial**

Con el ADE7758 en modo de comunicación y la entrada chip select CS en activo bajo, una escritura debe ser realizada al registro de comunicación. El bit más significativo de este byte enviado debe ser ajustado a 1, indicando que la próxima operación es de escritura de datos. El ADE7758 empieza a leer los datos en el próximo flanco descendente del reloj serial SCLK y los bits restantes son leídos en el flanco descendente de los pulsos de reloj posteriores. Si ocurre otra transferencia de datos, esta debe terminar como mínimo 900ns después de que haya ocurrido la transferencia del byte anterior, Figura 60.

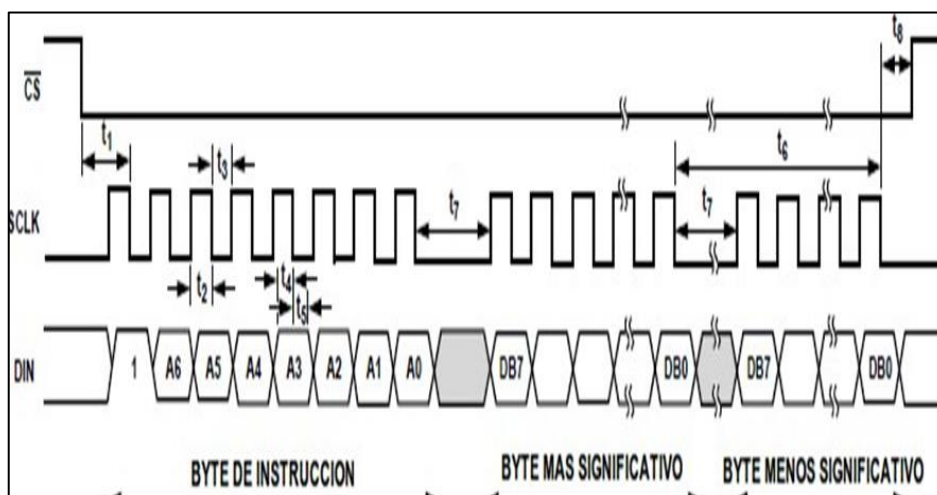


FIGURA 60. OPERACIÓN DE ESCRITURA SERIAL ADE7758

FUENTE: Cortesia Luna, 2006

Operación de Lectura Serial

Durante una operación de lectura del ADE7758 los datos son transferidos en el flanco ascendente del reloj serial. Como en el caso de la operación de escritura, una escritura debe ser realizada al registro de comunicación.

Con el ADE7758 en modo de comunicación y CS en lógico bajo, se realiza una escritura al registro de comunicación con el bit más significativo de este ajustado a 0, indicando que se realizara una operación de lectura de datos. Los siete bits menos significativos contienen la dirección del registro que se quiere leer. En el momento en que el ADE7758 recibe el último bit del primer byte la salida DOUT sale de un estado de alta impedancia y empieza a enviar datos por el bus serial. Cuando una operación de lectura se lleva a cabo, el comando de lectura no debería suceder al menos 1.1us después de la escritura en el registro de comunicación, Figura 61.

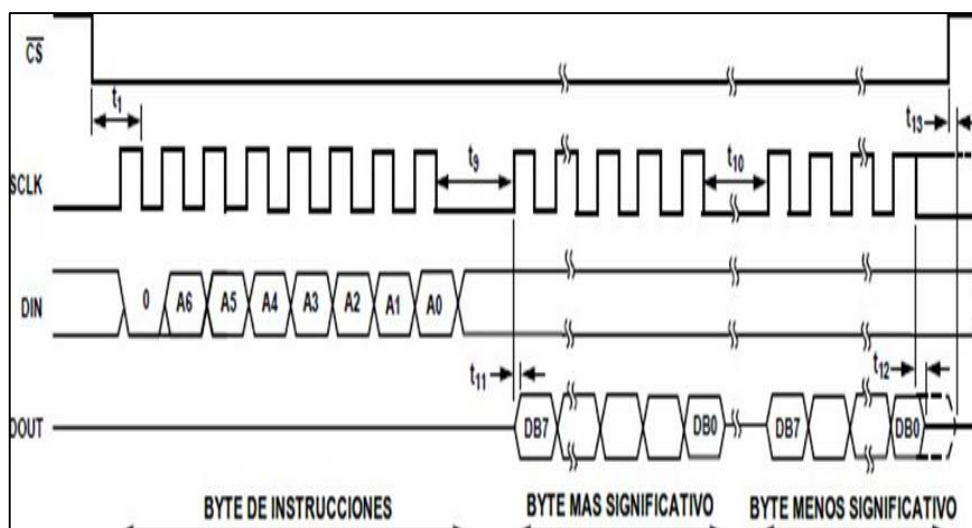


FIGURA 61. OPERACIÓN DE LECTURA SERIAL ADE7758

FUENTE: Cortesia Luna, 2006

- **Cálculo de Potencia Activa ADE7758**

La potencia activa promedio sobre un número de ciclos de línea está dada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{nT} \int_0^{nT} p(t) dt = V_{rms} \times I_{rms} \times \cos \alpha$$

Donde α es la diferencia de fase entre la corriente y la tensión y T es el periodo del ciclo de línea.

La señal de potencia instantánea es generada multiplicando las señales de corriente y voltaje en cada fase. La componente DC de la potencia instantánea en cada fase es extraída por LPF2 (filtro pasa bajas).

La potencia activa de cada fase se acumula en el correspondiente registro De 16 bits (AWATTHR, BWATTHR, o CWATTHR), la señal de potencia activa obtenida a plena escala en el ADE7758 se representa en la Figura 62.

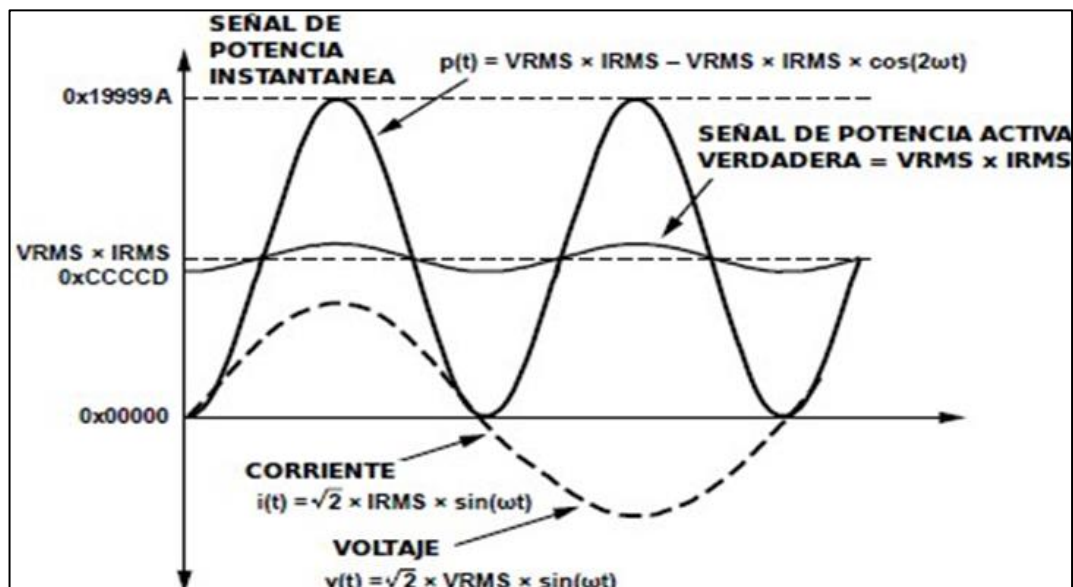


FIGURA 62. SEÑAL DE POTENCIA ACTIVA A PLENA ESCALA EN EL ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

El ADE7758 realiza la integración de la señal de potencia activa acumulando continuamente esta señal en registros internos de energía de 40 bits. Los registros WATTHR (AWATTHR, BWATTHR, o CWATTHR) representan los 16 bits más significativos de estos registros internos. La acumulación discreta en el tiempo es equivalente a la integración en tiempo continuo. La Figura 63 muestra el esquema del proceso empleado para el cálculo de la energía activa en el ADE7758.

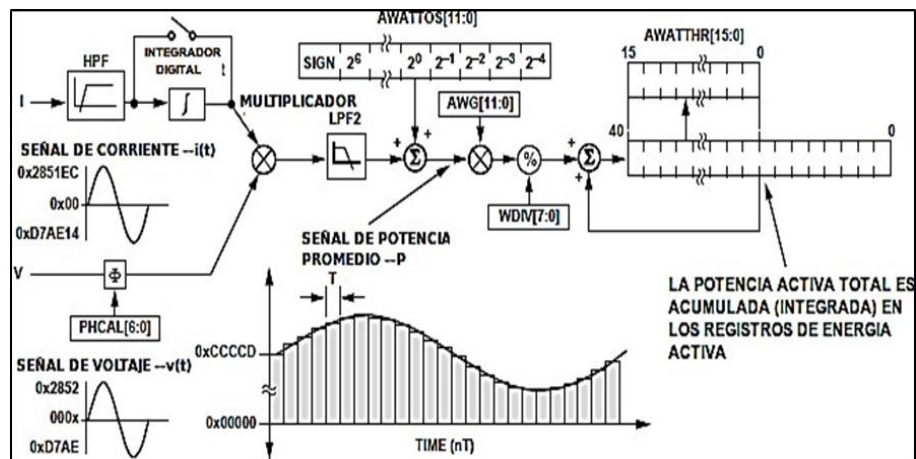


FIGURA 63. CÁLCULO DE ENERGÍA ACTIVA EN EL ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

El promedio de la señal de potencia activa es continuamente agregado al registro interno de energía. Esta adición es una operación con signo. Si la energía es negativa entonces es sustraída del registro de energía activa.

La potencia activa promedio es dividida entre el contenido de un registro divisor antes de ser agregado al registro de acumulación correspondiente WATTHR. Cuando el valor en el registro WDIV [7:0] es 0 ó 1, la potencia activa es acumulada sin división. WDIV es un registro sin signo, de 8 bits que es útil para aumentar el tiempo que les toma a los registros de energía en desbordarse con señales de entrada a plena escala.

El tiempo mínimo que le toma a estos registros en desbordarse depende del registro de ganancia xWATT GAIN. Cuando este registro presenta valores de 7FFh, 000h y 800h los tiempos mínimos son 0.13, 0.52 y 0.79 segundos respectivamente.

Se puede activar una interrupción en el ADE7758 para que avise cuando un registro de acumulación de energía está lleno hasta la mitad, con el fin de leerlo antes que este registro se desborde y se pierdan los datos. Otra forma de leer estos registros es activar el bit RSTREAD con el fin de que estos registros vuelvan a cero después de una lectura.

El periodo de muestreo en tiempo discreto para la acumulación de energía es 0.4us (4/CLKIN), por lo tanto, se toman 2500 kbps (kilo muestras por segundo). Si se supone una carga estable, el tiempo mínimo que transcurre antes que los registros de energía se desborden está dado por la siguiente ecuación:

$$Tiempo_{mínimo} = \frac{0xFF, FFFF, FFFF}{0xCCCCD} \times 0.4 \mu s = 0.524 s$$

Donde 0xFF, FFFF, FFFF es el valor máximo que puede almacenar el registro interno de energía y 0xCCCCD es la máxima salida del filtro pasa bajos.

Para el cálculo de la potencia activa se divide el contenido del registro de energía entre el tiempo de acumulación de este registro, dicho tiempo se calcula de la siguiente forma:

$$Tiempo_{acumulación} = Tiempo_{mínimo} \times WDIV[7:0]$$

Donde es el tiempo de acumulación cuando el registro de ganancia es y que corresponde a 0.52 segundos, y WDIV [7:0] es el factor de escalamiento el cual puede ser de 255 veces máximo.

El ADE7758 también provee un pin de salida (APCF) capaz de entregar información de la energía activa a través de pulsos de frecuencia, los cuales son proporcionales a la energía activa medida.

- **Cálculo de Potencia Reactiva ADE7758**

La potencia reactiva promedio sobre un número de ciclos de línea está dada por la siguiente expresión:

$$Q = \frac{1}{nT} \int_0^{nT} q(t) dt = V_{rms} \times I_{rms} \times \sin \alpha$$

Al igual que para la potencia activa, la componente DC de la señal de potencia reactiva instantánea en cada fase es extraída por un filtro pasa bajas. Este proceso es ilustrado en la Figura 64. La potencia reactiva de cada fase es acumulada en el registro correspondiente de 16 bits (AVARHR, BVARHR, CVARHR).

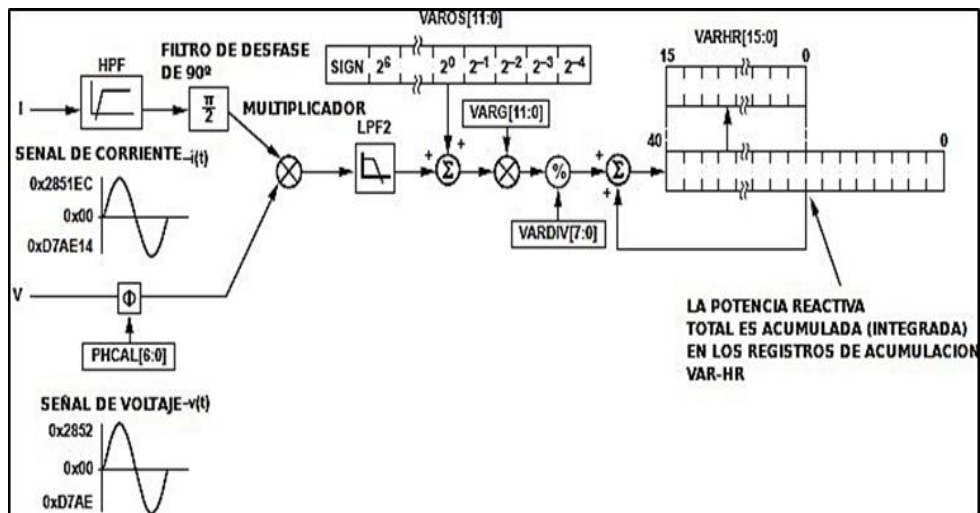


FIGURA 64. CÁLCULO DE POTENCIA REACTIVA ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

La señal de potencia reactiva es acumulada constantemente en los registros internos de energía. Esta adición es una operación con signo por lo tanto energías negativas son substraídas. La potencia activa promedio es dividida entre el contenido de un registro divisor antes de que esta sea agregada al registro de energía con el fin de aumentar el tiempo en el cual se desborda el registro de energía.

El pin 17 (VARCF) de ADE7758 es una salida que emite pulsos proporcionales a la energía reactiva total.

- **Cálculo de Potencia Aparente ADE7758**

El ADE7758 usa el método de aproximación aritmética para calcular la potencia aparente, Figura 65.

Los valores eficaces de la tensión y la corriente son multiplicados en cada fase para producir la potencia aparente de la correspondiente fase. La salida del multiplicador pasa por un filtro pasa bajos para obtener la potencia aparente promedio.

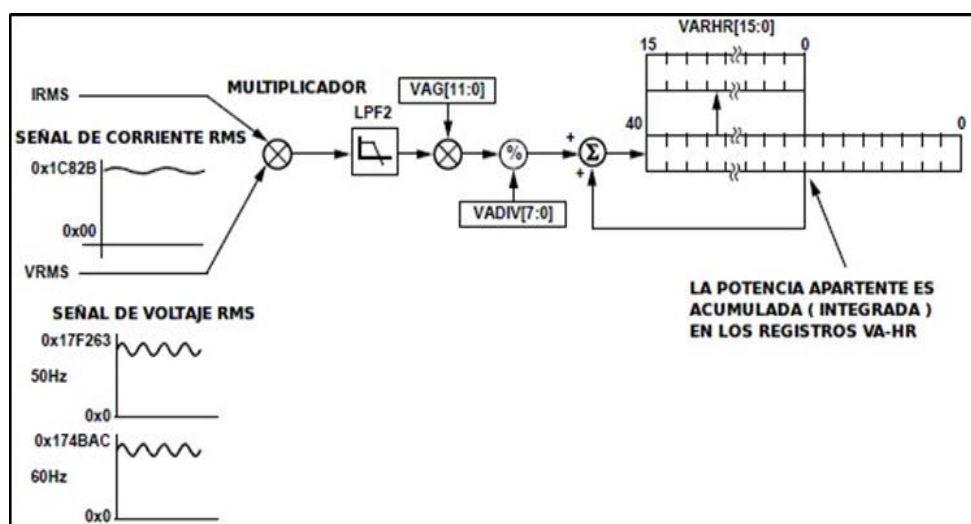


FIGURA 65. CÁLCULO DE POTENCIA APARENTE ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

A diferencia de la potencia activa y reactiva, no existen registros para compensar el offset existente en canal de potencia aparente. Esto se debe a que la compensación de offset que se le hace a los registros de tensión y corriente es suficiente.

El proceso para calcular la energía aparente es el mismo explicado anteriormente para la energía activa y reactiva. El único aspecto diferente es el tiempo mínimo de acumulación de energía, el cual es mayor en este caso y se muestra a continuación:

$$Tiempo_{mínimo} = \frac{0x1FFFFFFFFF}{0xB9954} \times 0.4 \mu s = 1.157 s$$

Donde 0xB9954 es la máxima salida del filtro.

Utilizando el registro VADIV se puede aumentar el tiempo de acumulación de la energía aparente en los registros respectivos.

Ajustando el bit 7 en el registro WAVMODE se asegura que la salida de pulsos en el pin 17 muestra información acerca de la potencia aparente y no de la potencia reactiva.

- **Cálculo de Corriente ADE7758**

La Figura 66 muestra el proceso para calcular el valor la tensión rms por parte del ADE7758 para una fase. El mismo procedimiento es usado para las dos fases restantes.

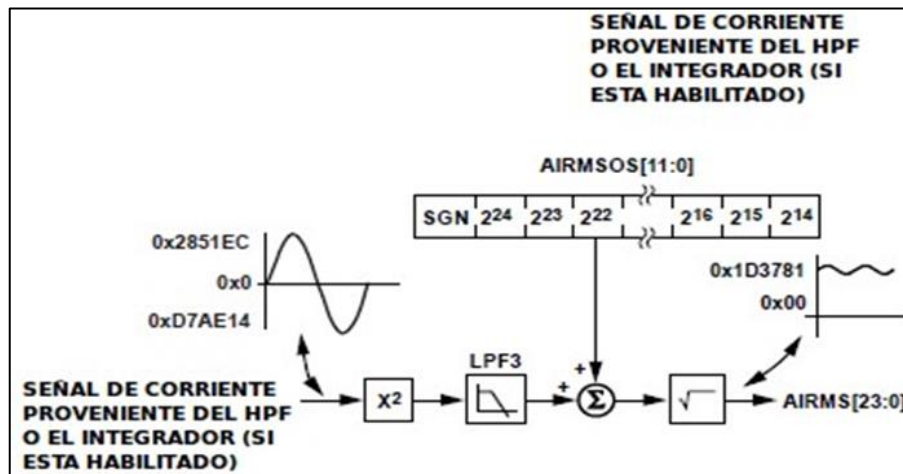


FIGURA 66. CÁLCULO DE CORRIENTE ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

El filtro LPF3 extrae el promedio de la señal de corriente al cuadrado, la señal resultante se suma con un registro que corrige el offset (AIRMSOS), para después extraer la raíz cuadrada y guardar el resultado en el registro de 24 bits AIRMS.

Con las señales de entrada a plena escala, el conversor produce un código de salida aproximado de 1D3781h. El ADE7758 tiene registros capaces de remover el offset presente en cualquiera de las fases (AIRMSOS, BIRMSOS, CIRMSOS). Un offset puede existir debido a ruidos de entrada que son integrados en la componente DC cuando se eleva al cuadrado la corriente.

- **Cálculo de tensión ADE7758**

Con las señales análogas de entrada a plena escala (0.5V), el filtro LPF1 produce un código de salida aproximado de +/-9,372d a 60 Hz. Posteriormente esta salida es elevada al cuadrado y pasa nuevamente por un filtro pasa bajas LPF3 con el fin de extraer el valor promedio de la señal de tensión. Luego es extraída la raíz cuadrada y finalmente se suma la señal resultante con un registro que corrige el offset que se presente en

el canal de tensión de cada fase. El registro xVRMSGAIN5 es usado para escalar las salidas de los conversores A/D en +/- 50%, Figura 67.

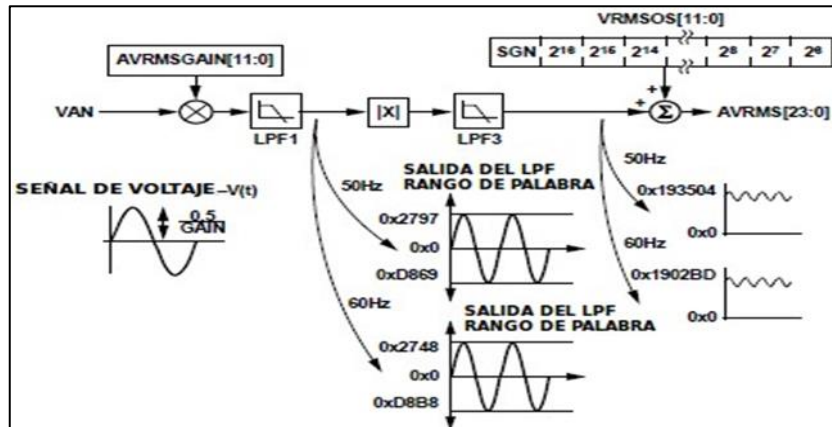


FIGURA 67. CÁLCULO DE TENSIÓN ADE7758

FUENTE: Elaboración propia

El error típico en la medición de la tensión RMS es de 0.5% y esta medición tiene un ancho de banda de 260Hz.

- **Interrupciones**

Las interrupciones en el ADE7758 son manejadas a través del registro de estado de interrupción, (STATUS [23:0], dirección 19h) y del registro mascara de interrupción (MASK [23:0], dirección 18h). Cuando un evento de interrupción ocurre en el ADE7758, la bandera correspondiente en el registro estado de interrupción cambia a 1 lógico. Si el bit de mascara para esta interrupción es un 1 lógico, entonces la salida lógica pasa a activa bajo. Para determinar la fuente de la interrupción, el microcontrolador debe realizar una lectura del registro RSTATUS. Después de realizada la lectura del registro la salida vuelve a su estado normal activo alto.

- **Subsistema de comunicaciones e interfaces**

- Un MAX232 para la comunicación serial RS 232 con una PC por medio del protocolo Modbus.

- Un MAX485 para la comunicación con el módulo maestro por medio del protocolo Modbus.
- Interfaz con el usuario por medio de un teclado matricial de 4x4 y una pantalla de LCD de 20 caracteres.
- **Módulo Maestro**

Este módulo se encargará de las siguientes tareas:

- Recopilar la información de los diferentes módulos esclavos y almacenarla en una memoria MMC.
- Analizar las banderas de alarmas de cada uno de los módulos esclavos.
- Transmitir la información almacenada en el disco al usuario final.

Para realizar estas tareas el módulo maestro posee 2 bloques característicos: El módulo de almacenamiento de datos y el módulo de comunicaciones y acceso punto a punto al usuario final, tomo manejado por el microcontrolador maestro.

Estos dispositivos de almacenamiento de memoria vienen en diferentes capacidades, siendo las últimas versiones de 10GB. En este proyecto se van a usar memorias de alta capacidad pues el volumen de información a almacenar es alto.

El microcontrolador del módulo maestro puede acceder a los registros de memoria a través del puerto SPI. Todas las memorias MMC implementan este tipo de comunicación.

Estas memorias presentan la configuración que se muestra en la Figura 68.

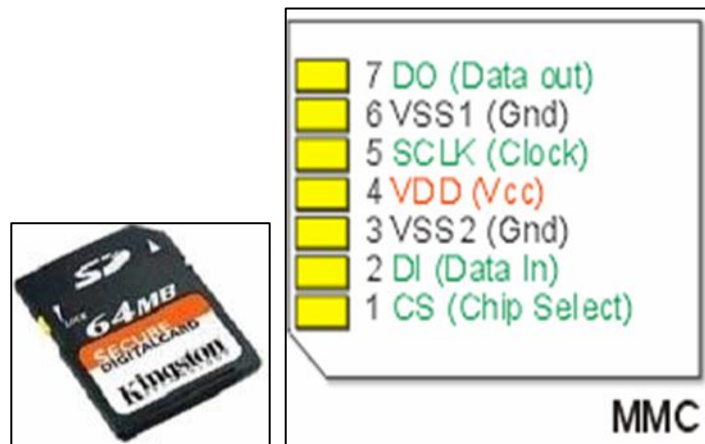


FIGURA 68. MEMORIA SD

FUENTE: Elaboración propia

2.3.40. Trabajo para el interruptor de Transferencia Automático

La transferencia automática es un proceso dentro de una planta eléctrica, el ATS (Sistema de Transferencia Automático) podrá ser instalado en empresas, hospitales, centros mineros, edificios que junto con una subestación eléctrica y un conjunto de grupos electrógenos servirán de respaldo para abastecer en forma continua y eficaz el servicio eléctrico, este proceso será ejecutado sin la intervención de un operador humano.

La transferencia automática se activará cuando se detecte una falla eléctrica en la fuente principal (red comercial) entonces el sistema ordenará automáticamente a la planta eléctrica auxiliar (generadores) el suministro de energía al lugar de respaldo, cuando el suministro de energía comercial se normaliza el sistema manda apagar la planta eléctrica auxiliar, quedando todo normalizado.

Un interruptor de transferencia es un dispositivo que se instala en un tablero para adosar, cuya función es activar inmediatamente una planta eléctrica auxiliar cuando se presenta falla en la red eléctrica principal.

El proceso de transferencia puede llegar a ser un sistema muy complejo y tedioso, en la mayoría de casos la transferencia básicamente puede estar

formado por componentes tales como: dos interruptores, el sistema de control y la barra común.

Los interruptores de transferencia automático están formados por un circuito de fuerza y uno de mando, el primero está constituido por los interruptores de potencia, que son los encargados de realizar la conmutación para el trabajo en media o baja tensión (baja tensión con niveles inferiores a 1kV y media tensión con niveles entre 1kV a 44kV).

El diseño de la conexión eléctrica para estos interruptores está sujeto a las necesidades del usuario, los interruptores de potencia son monitoreados constantemente por el circuito de mando, éste a su vez está formado por el controlador lógico programable y un conjunto de dispositivos periféricos compuesto por los relés, medidores de potencia y actuadores.

El PLC actuará de acuerdo a una secuencia de instrucciones (Algoritmo) dependiendo de la información recibida por los dispositivos periféricos, con la presencia de un PLC se acondiciona el sistema a necesidad del usuario, pudiendo trabajar muchos ITA como el PLC lo permita.

2.3.41. Interruptor de Transferencia Automático

La operatividad en la transferencia automática está gobernada por una secuencia de instrucciones lógicas (Algoritmo) dentro del controlador lógico programable que realiza la función de control, existen varias instrucciones que debemos seguir para asegurar el correcto funcionamiento de la transferencia. El requisito para lograr el funcionamiento de la transferencia automática es una serie de acontecimientos que deben ocurrir para que el PLC realice la secuencia de transferencia o por el contrario pueda realizar uno o varios procesos alternativos, esta serie de acontecimientos esta específicamente relacionada con las limitaciones del hardware.

Los acontecimientos que activan o desactiva el interruptor de transferencia automático son verificados en las entradas de señal del controlador lógico programable a través de los dispositivos periféricos. Los Interruptores y los relés de voltaje están compuestos de algunos contactos secos que son utilizados como medio de señalización para los lazos cerrados de control en el controlador lógico programable.

Anticipadamente estamos definiendo cual será el procedimiento básico para ejecutar nuestra transferencia, entonces podemos decir, si nuestra transferencia se encuentra en estado de reposo, y en cualquier momento surge una modificación en los valores de voltaje de la red comercial esto provocará el procedimiento siguiente:

- 1.- Se desconecta el interruptor de la red comercial.
- 2.- Los generadores arrancan y se sincronizan a la barra común.
- 3.- Se comprueba el voltaje de los generadores conectados en paralelo.
- 4.- Se conecta el interruptor de la barra común de los generadores.

Con lo mencionado anteriormente se está cumpliendo con la secuencia de transferencia desde la alimentación de la red comercial hacia el servicio de la red auxiliar (generadores), aparentemente el proceso de transferencia no es tedioso, pero pueden surgir algunos inconvenientes tales como:

¿Qué sucederá si los generadores no arrancan? O ¿Qué sucederá si los generadores se apagan después de la transferencia? estas interrogantes se tendrán que exponer cuando se diseñe el algoritmo de la transferencia.

Cuando el voltaje de red comercial se normaliza se realiza la transferencia desde el servicio de red auxiliar hacia la red comercial, el procedimiento para realizar esta transferencia será:

1.- Se interrumpe el interruptor de la barra común de los generadores y se produce un breve corte de energía eléctrica a las cargas en operación.

2.- Se conecta (cierra) el interruptor de servicio de la red comercial.

3.- Los generadores que están sincronizados a la barra común abren sus interruptores quedando libres de la barra.

4.- Después del tiempo preestablecido por el fabricante los generadores se enfrían para después apagarse y salir del proceso. Existen condiciones externas para iniciar el proceso de transferencia, estas condiciones las llamaremos enclavamientos, que serán analizadas a continuación.

- **Enclavamiento**

Los enclavamientos son circuitos eléctricos utilizados para impedir que la transferencia automática realice procesos indebidos y peligrosos, un ejemplo de esto podría ser la conexión simultánea del interruptor para el generador y la red comercial a la barra común. Los enclavamientos más comunes utilizados en el interruptor de transferencia automático son:

1.- Bloqueo del interruptor automático de la red comercial por corto circuito o sobrecarga, esto se puede comprobar a través del contacto auxiliar de disparo del interruptor que no permite que cierre contacto cualquiera de los dos interruptores como consecuencia del corto circuito en la barra de carga.

2.- Bloqueo del interruptor automático de los generadores por corto circuito o sobrecarga, esto se puede comprobar mediante el contacto auxiliar de disparo del interruptor que no permite que cierre contacto cualquiera de los dos interruptores como consecuencia del corto circuito en la barra de carga.

3.- Bloqueo del interruptor de la barra común, esto se puede comprobar a través del contacto auxiliar de disparo del interruptor que no permite el

cierre de contacto en cualquiera de los dos interruptores, esto será como consecuencia del corto circuito en la barra de carga.

4.- Bloqueo del interruptor de generadores debido a la corriente inversa, esto se puede comprobar a través del contacto auxiliar del relé de potencia inversa, impidiendo que el interruptor de generadores se pueda cerrar nuevamente, apagando el (los) generador inmediatamente.

5.- Autorizar el apagado de generadores por indicación de falla, esta falla se programa en el control de generadores y se comprueba a través de un contacto auxiliar.

6.- Se tiene tres tipos de falla en cada generador, cada uno con su propio contacto auxiliar, estos impiden que el generador arranque nuevamente.

7.- Enclavamiento compartido (mutuo) de generadores, estos pueden ser eléctricos, mecánicos o para programar, el enclavamiento compartido se comprueba a través de los contactos auxiliares normalmente abierto o cerrado de los interruptores y se utiliza para evitar que dos interruptores se activen simultáneamente y provoquen un corto circuito.

• **Diagrama unifilar de la transferencia**

Un interruptor de transferencia automático preparado para sincronizar generadores a una barra común, está conformado por generadores provistos de interruptores motorizados, sistemas medidores de voltaje (el detalle se observa en 59, 60, 80,) protectores contra potencia inversa (67).

Cada generador está conectado a la barra común, y para dar seguridad al Sistema estos generadores se sincronizan a la barra antes de entregar potencia a la carga, en la barra común existen medidores de voltaje y frecuencia, tanto el relé de frecuencia como el de voltaje envían señales de campo al PLC para que este pueda acelerar o no el generador que hará la función de una barra infinita. La barra común estará conectada al interruptor general y esté conectado al interruptor motorizado.

En la barra de carga se encuentra conectado los interruptores principales y los de la barra común, estos interruptores están motorizados y poseen en su interior enclavamientos mecánicos, la barra de carga posee un sistema para medir potencia, que será utilizado para comunicar al PLC la posibilidad de sincronizar otro generador a la barra común para alimentar la carga, o en su defecto retirar uno de la red de servicio.

La alimentación eléctrica procede de un transformador y es interrumpida por el interruptor principal, en el interruptor principal se instala un relé de voltaje, quien será el encargado de avisar si es correcto o no activar el interruptor de transferencia automático.

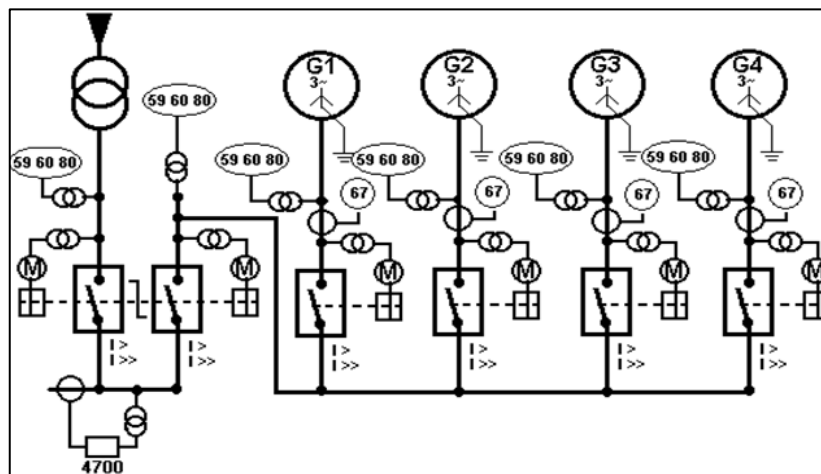


FIGURA 69. INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA CON 4 GENERADORES A BARRA COMÚN

FUENTE: Cortesia Mendoza, 2003

2.3.42. Algoritmo de un interruptor de transferencia automático

Dentro del interruptor de transferencia automático tenemos instalado el algoritmo que gobierna la lógica del sistema, es decir un conjunto de instrucciones y procedimientos que el controlador lógico programable tiene que realizar. Para una mejor administración de estos procedimientos se puede ordenar como segmentos. Inicio transferencia automática figura 70

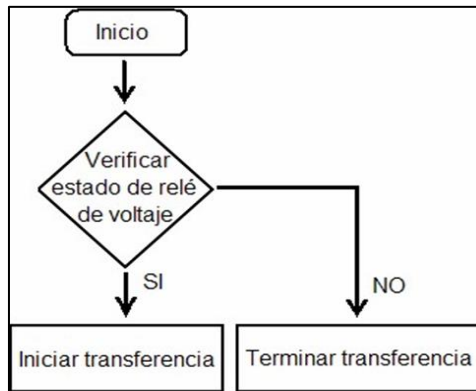


FIGURA 70. DIAGRAMA DE FLUJO PARA INICIAR Y FINALIZAR LA TRANSFERENCIA AUTOMATICA

FUENTE: Elaboración propia

El relé para comprobación de voltaje monitorea la tensión y frecuencia en la red eléctrica comercial y en la red de emergencia, estos dispositivos serán activados cuando el voltaje o la frecuencia salgan de un valor preestablecido o cuando se presente falta de fase, el indicador de falla en este caso será el contacto auxiliar.

El contacto auxiliar para ser utilizado puede ser normalmente abierto o cerrado, esto depende del diseño utilizado para el relé, lo recomendable es usar un contacto normalmente abierto, el motivo es porque cada relé se alimenta del mismo voltaje que está midiendo, entonces en caso se presente ausencia total de voltaje el relé no dará aviso al PLC, podemos verificar que algunos relés pueden tener incorporado el temporizador que retarda la indicación de falla en el sistema o bien cuando este normalice el servicio. Esta alternativa es muy importante para evitar la transferencia cuando se produzcan transitorios en la red de servicio comercial o exista un restablecimiento temporal del servicio, cuando el relé no presente esta opción, esta deberá ser incluida en el PLC.

- **Secuencia para transferir al sistema de emergencia**

El procedimiento para la transferencia es un conjunto de temporizadores que se encuentran conectados en serie, esto se debe a que cada uno de los requisitos para la transferencia debe ejecutarse uno a continuación del otro, de tal manera que no se transpongan, cuando el requisito para activar cada uno de los temporizadores se hace cero estos también se hacen cero y las salidas conectadas al temporizador serán nulas. Si con el inicio de la transferencia desaparece todo, los temporizadores se irán a cero dejando libre las salidas conectadas a este. Figura 71

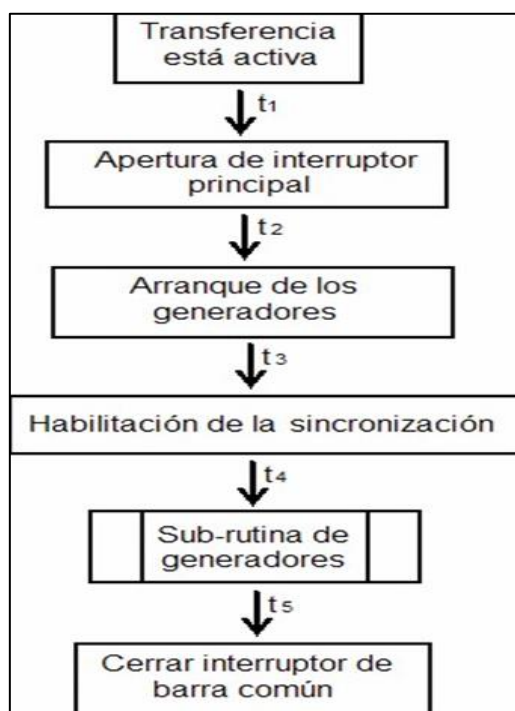


FIGURA 71. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROCESO DE TRANSFERENCIA AUTOMATICO

FUENTE: Elaboración propia

El procedimiento de la transferencia se inicia cuando se activa el inicio de transferencia, esto será como sigue: se abre el interruptor general luego de un tiempo de reposo t_1 , posteriormente después de esperar un tiempo t_2 y observando que el interruptor general se abre, será activada una

marca interna en el PLC que activara el arranque de los generadores, luego de transcurrido un tiempo t_3 y si los generadores se activaron se coloca en uno de ellos la marca de sincronía, que es un registro interno utilizado para activar esta función, después de ser habilitada la función de sincronía se llama un software llamado subrutina de generadores, quien se encargara de administrar el arranque de los mismos, al mismo tiempo su correcta sincronización a la barra común.

- **Calentamiento semanal de generadores**

El arranque semanal de generadores es una secuencia por medio del cual está activa la función de arranque para los generadores y los hace trabajar en vacío por un tiempo prefijado por el usuario, en este proceso se verifica el correcto funcionamiento mecánico y eléctrico, pudiendo corregir algún desperfecto encontrado en el sistema, el horario (día y hora) del arranque semanal es fijado por el propio usuario en el tablero eléctrico del operador ubicado en el panel eléctrico del interruptor de transferencia automático, en este podemos calibrar (ajuste) el registro correspondiente al día y la hora del arranque semanal, este registro es comparado con el registro interno del controlador lógico programable que podrá ser una subrutina o un registro interno en el microprocesador, la calibración y el registro interno se comparan para verificar si son iguales o no, de ser iguales, a uno de ellos se coloca una marca interna que indica el arranque semanal del generador, después de un tiempo preestablecido esta marca se repone a cero, el tiempo preestablecido está definido como t_{10} que es la duración del arranque semanal. Figuras 72 y 73.

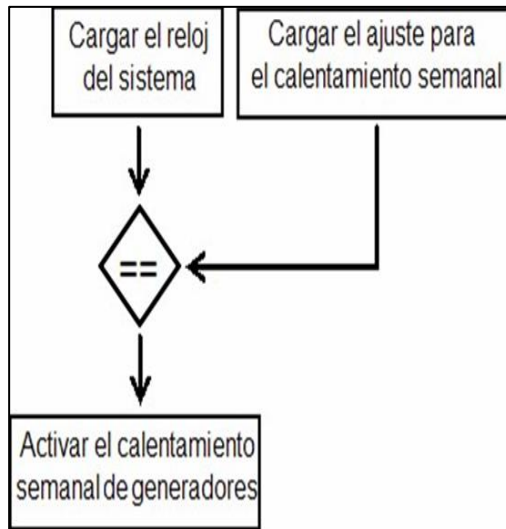


FIGURA 72. DIAGRAMA DE FLUJO PARA CALENTAR RELOJES

FUENTE: Elaboración propia

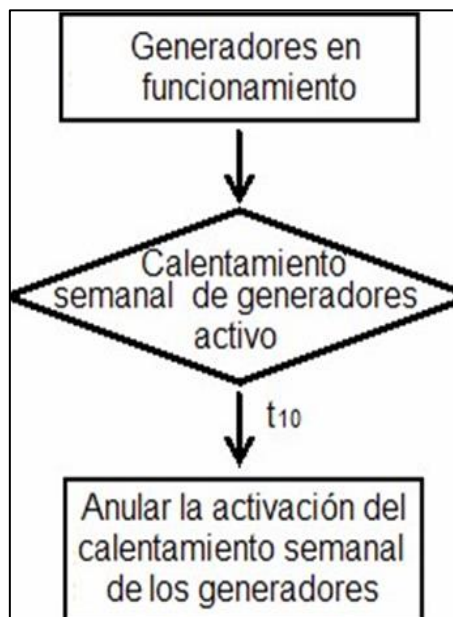


FIGURA 73. DIAGRAMA DE FLUJO PARA ARRANQUE SEMANAL DE GRUPOS ELECTROGENOS

FUENTE: Elaboración propia

Rutina de sincronización

Cada uno de los generadores se sincroniza independientemente, uno a continuación del otro, por tal razón, el sistema de mando del interruptor automático de transferencia cuenta con un solo sincronoscopio, la decisión de que generador se va a sincronizar a la barra común de generadores se hace por medio de un selector que es manejado por el controlador lógico programable, es entonces el sincronoscopio quien introduce los generadores a la barra directamente sin pasar por el controlador lógico programable, Figura 74.

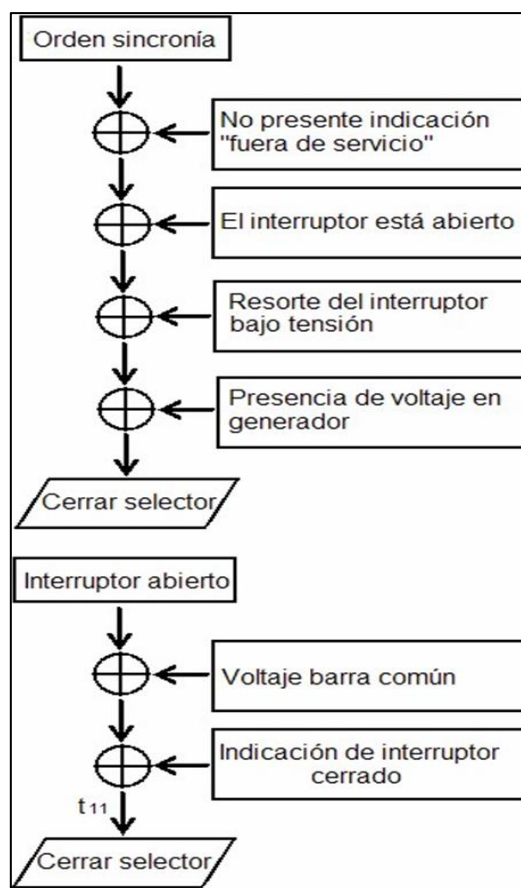


FIGURA 74. DIAGRAMA DE FLUJO PARA CIERRE DEL INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA

FUENTE: Elaboración propia

Los sincronoscopios tienen contactos auxiliares que indican si éste está energizado, si cumple con la sincronía, si hay voltaje en la barra común. El contacto de presencia de voltaje en la barra común se puede emplear para indicar que un generador está en barra, si por el contrario la barra común no tiene voltaje no hay generador en la barra, este contacto auxiliar es importante puesto que sirve para introducir en la barra el primer generador directamente por medio de un bypass, siendo los generadores posteriores sincronizados al primero. Cada generador permanece seleccionado un tiempo t después del cual se abre el selector introduciendo el generador siguiente.

- **Sincronización de generadores a la barra común**

La sincronización es secuencial, es decir que nunca se sincronizan dos generadores a la vez, como se dijo con anterioridad, el primer generador entra directamente a la barra puesto que el sincronoscopio lo habilita para tal efecto, los generadores posteriores se van sincronizando sobre el primero que entro a la barra común, como no es posible saber si el primer generador (en este caso el número uno) está disponible, el procedimiento para todos los generadores es el mismo, cada uno de ellos entra con la expectativa de sincronizar siendo el sincronoscopio quien los habilita para conectar a la barra común de generadores.

Cuando un generador está fuera de servicio el algoritmo debe de ser capaz de saltar al siguiente generador y sincronizarlo o bien introducirlo directamente, es decir que si el generador número uno falla el algoritmo puede colocar el generador número dos como referencia y sincronizar el número tres y el cuatro sucesivamente.

Cuando la sincronización concluye, es decir que más de un generador se introdujo en la barra se procede a activar la indicación de sincronización concluida, esta marca sirve para terminar el proceso de transferencia, Figura 75.

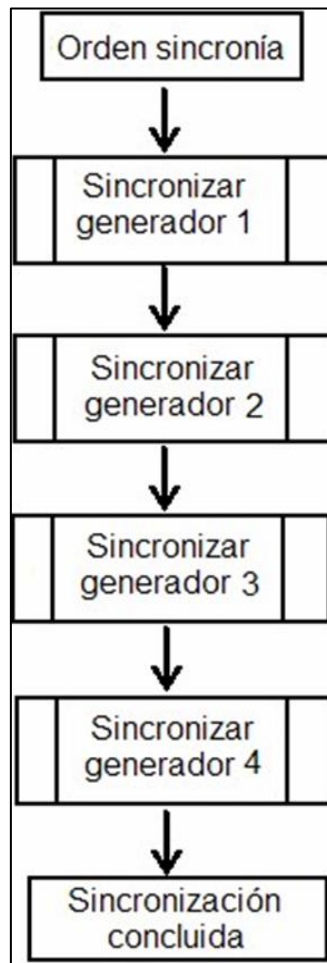


FIGURA 75. DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SINCRONIZACION

FUENTE: Elaboración propia

Secuencia para la Transferencia del Sistema al Suministro de Energía Eléctrica Comercial

La transferencia al servicio de energía eléctrica comercial se inicia cuando el relé de supervisión de voltaje determina que el suministro eléctrico de la acometida es adecuado, sin embargo es necesario dejar pasar un tiempo para que se considere seguro reconectar, este lapso de tiempo puede ajustarse en el relé de supervisión de voltaje en el suministro de la acometida o bien en el controlador lógico programable, pudiendo variar

entre unos minutos hasta algunas horas, concluido dicho tiempo se procede a transferir la carga a la barra de suministro de la acometida, el procedimiento se describe a continuación: Se desconecta el Interruptor de la barra común de los generadores, luego de un lapso de tiempo que sirve para disolver la energía residual del sistema se conecta el interruptor del suministro de la acometida quedando energizadas las cargas, Figura 76.

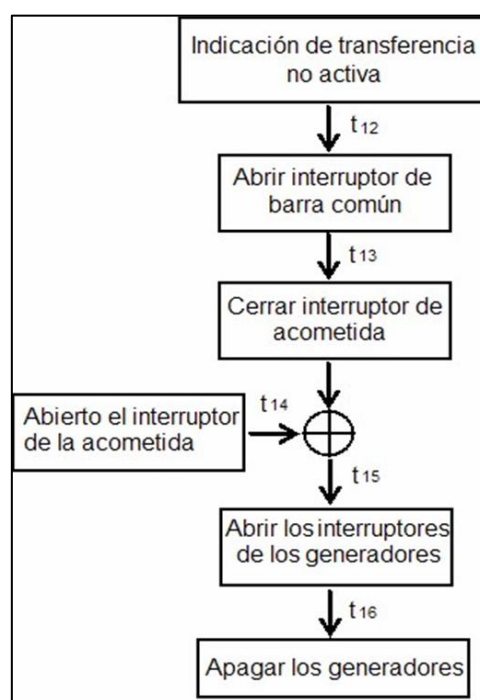


FIGURA 76. DIAGRAMA DE FLUJO PARA TRANSFERENCIA DE CARGA A LA RED COMERCIAL

FUENTE: Elaboración propia

Es necesario hacer una observación, si bien el proceso es totalmente automático no existe sincronización del servicio de emergencia y el suministro de energía comercial, la sincronización entre la barra de la acometida y la barra común de generadores supondría una ventaja puesto que la transferencia del servicio de emergencia al servicio comercial sería imperceptible para el usuario, sin embargo la transferencia que se propone aquí está constituida por cuatro generadores

sincronizados que alternan su funcionamiento, según las necesidades de carga, la operación en paralelo de los generadores requiere de la implementación de varios sistemas para el control de la potencia entregada por cada uno de los generadores (en este caso particular se emplea un compartidor de carga Woodward 2301), estos sistemas impiden la sincronización de la barra de generadores con la barra del suministro eléctrico comercial.

2.4. Definición de términos básicos

- **Acometida**

Instalación para ingreso de energía eléctrica desde el proveedor de servicio eléctrico comercial.

- **Algoritmo**

Secuencia de Instrucciones que se deben seguir para realizar una acción.

- **Capacidad Interruptora**

Cantidad máxima de Amperios que puede conducir un dispositivo eléctrico durante un cortocircuito, sin sufrir daños permanentes.

- **Circuito de Mando**

Conjunto de Dispositivos Electrónicos y Electromecánicos que Operan en baja tensión y realizan la Lógica de control de un sistema de potencia que usualmente opera en alta tensión.

- **Contacto Auxiliar**

Contacto que se activa o desactiva cuando un elemento principal realiza una operación.

- **Controlador Lógico Programable**

Computadora de uso Industrial que tiene la finalidad de controlar un proceso automático.

- **Coordinación de Protección**

Procedimiento por medio del cual se seleccionan y ajustan los interruptores de una instalación eléctrica para evitar la apertura

accidental de un interruptor principal cuando la falla ocurre en un circuito secundario.

- **Enclavamiento**

Condición que no permite dos operaciones simultáneas.

- **Rectificador de Voltaje**

Operación que transforma Energía Eléctrica Alterna en Energía Eléctrica Continua, es decir Energía Polarizada.

- **Master – Esclavo**

Sistema de Control Automatizado con Módulos Principal (Maestro) y Módulos Secundarios (Esclavo).

- **Falla Asimétrica**

Falla Eléctrica que se predice cuando existe un desbalance de fases, usualmente se produce por el desplazamiento de las fases y el neutro debido a una sobrecarga o corto circuito en un lugar remoto al área de protección del Dispositivo de falla asimétrica.

- **Grupo Electrónico**

Maquina Eléctrica que transforma Energía Mecánica en Energía Eléctrica, esta Maquina Eléctrica está conformada por el Motor de Combustión y el Generador de Potencia Eléctrica.

- **Relé**

Dispositivo eléctrico que cumple con la función de medir una variable eléctrica.

- **Reloj del Sistema**

Reloj interno del Controlador Lógico Programable que sirve de base de tiempo para todos los Temporizadores.

- **Scada**

Sistema de búsqueda y adquisición de Datos para lograr una información eficiente en tiempo real.

- **Selectividad**

Se refiere a la coordinación de protecciones.

- **Sincronización**
Proceso por medio del cual se ajustan las variables eléctricas de un Generador que se pretende conectar en paralelo a una barra común.
- **Temporizador**
Dispositivo Eléctrico que cumple la función de producir un retardo de tiempo.
- **Umbral**
Límite Máximo y Mínimo de un valor de consigna.
- **AVR**
Regulador Automático de Voltaje.
- **DVR**
Regulador Digital de Voltaje.
- **DSE**
Deep Sea Electronics.
- **RS 232**
Puerto de Comunicación.
- **RS 485**
Puerto de Comunicación.
- **J1939**
Enlace de Comunicación.
- **KVA**
Kilo Volta Amper.
- **PLC**
Control Lógico Programable.
- **MASTER**
Central Control de Red.
- **KVAR**
Kilo Volta Amper Reactivo.
- **IEC**
Normalización Europea para Dispositivos Eléctricos.

- **Drop**
Sistema de regulación de Potencia real que se basa en la reducción de la Frecuencia para compensar la Potencia real del Generador.
- **Din**
Comité de Normalización Industrial Alemana.
- **DMA**
Abreviatura para la máxima demanda de Amperios.

CAPÍTULO III

3. VARIABLES E HIPOTESIS

3.1. Definición de las variables

Consideramos 3 variables importantes en el proceso de investigación:

- **Variable independiente X**
Implementación de un sistema de sincronización y transferencia automática en generadores de emergencia.
- **Variable Dependiente Y**
Reposición inmediata de la energía eléctrica.
- **Variable Dependiente Z**
Calidad de la energía eléctrica

3.2. Operacionalización de las variables

Se presentan los indicadores de las variables mencionadas.

- **Variable X**
 - X1 = Implementación del módulo de control y monitoreo de parámetros eléctricos.
 - X2 = Implementación sistema de transferencia y periféricos.
 - X3 = Implementación tablero de fuerza y mando.
- **Variable Y**
 - Y1 = Reposición de energía eléctrica.
 - Y2 = Cortes de la energía eléctrica comercial.
- **Variable Z**
 - Z1 = Cargas eléctricas centralizadas.
 - Z2 = Cargas eléctricas Distribuidas.

3.3. Hipótesis general e Hipótesis específicas

En función del planteamiento del problema, de las interrogantes planteadas en base a los antecedentes técnicos, así como también del objetivo general y específicos es que se plantea la siguiente hipótesis.

➤ **Hipótesis general**

La implementación del sistema de sincronización y transferencia automática a una barra común, en base a tecnología de control y utilizando módulos PLC lograra controlar eficientemente los grupos electrógenos de emergencia en la mina Comarsa.

➤ **Hipótesis específica 1**

Los sistemas de sincronización y transferencia automático en generadores tienen un impacto positivo en las instalaciones industriales y redes eléctricas en la Mina Comarsa.

➤ **Hipótesis específica 2**

El tiempo de reposición del sistema eléctrico disminuye, dando continuidad a la producción y disminuyendo los riesgos por electrocución.

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGIA

- **Etapas de la Investigación:**
 - **Modelo mejorado No.1**

Aumentar la carga eléctrica del sistema con la actual línea de alimentación.
 - **Modelo mejorado No.2**

Realizar pruebas de carga y aumentar diámetro en los cables de alimentación o instalar en paralelo una terna adicional.
 - **Modelo mejorado No.3**

Consiste en monitorear variables desde el punto de generación automática hacia la carga.

4.1. Tipo de investigación

El tipo de investigación es aplicativo y de nivel explicativo, se recopila la mayor cantidad de información en lo referente a componentes del nuevo sistema, su funcionamiento, características, normas, estándares y se introduce la innovación del sistema en mención, especialmente para el desarrollo de los estudios de confiabilidad, calidad y servicio total.

4.2. Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es experimental se hace una evaluación antes y después de la implementación de un sistema de sincronización y transferencia automática en generadores de emergencia de la Mina Minas Pampa y Comarsa, se realizan pruebas en tres escenarios posibles.

La factibilidad del funcionamiento de un sistema de emergencia depende en gran medida de las decisiones tomadas durante el proceso del diseño, siendo la decisión más tediosa la selección correcta de los Grupos Electrónicos a trabajar.

Se debe estar atentos a no reducir los costos de ingeniería subdimensionando el diseño, la mejor opción económica será encontrar el dimensionamiento correcto del generador para el sistema.

Para encontrar los requerimientos de potencia del sistema de energía alterna se debe determinar el peor panorama para el sistema eléctrico al que se desea alimentar.

Debemos considerar las siguientes preguntas para empezar con el diseño del sistema

- ✓ ¿El sistema a instalarse debe estar preparado para las interrupciones a corto plazo, de algunas horas o para las interrupciones a largo plazo que pueden durar días?
- ✓ ¿El servicio de energía eléctrica de la empresa proveedora es de alto grado de confianza?
- ✓ ¿Es posible obtener el registro de interrupciones imprevistas de energía que afectan a la Empresa Minera de los último tres años de servicio?

Conocer el registro de interrupciones imprevistas de energía que afectan a la Empresa Minera de los últimos tres años tiene un impacto muy dramático en los requisitos y costo del sistema planteado.

Antes de trabajar con el dimensionamiento del generador se debe determinar si todo el sistema requiere el suministro de potencia o solo algunas unidades o áreas.

Durante las interrupciones imprevistas, toma al menos 10 segundos antes que los generadores restauren la energía a las cargas seleccionadas del sistema. En este periodo de 10 segundos, solamente las cargas que se alimentan con respaldo de un Sistema de Energía Ininterrumpida (UPS, Uninterrumpible Power System) podrán sostener energía hasta que las cargas se cambien a la fuente alterna del servicio de emergencia.

Estas expectativas definen cuáles serán las unidades o áreas del sistema eléctrico que se verán afectadas por la falta de energía eléctrica, se elabora una lista de sistemas críticos que son prioritarios y que deben ser conectados al servicio alterno de emergencia (EPS, Emergency Power Supply) y otra lista de las unidades que deben seguir contando con una unidad de respaldo o soporte (UPS).

- **Determinando las dimensiones del generador**

Los grupos electrógenos deben ser dimensionados en forma correcta para evitar futuras sobrecarga, que pueden dar lugar a una pobre calidad de la energía y dañar tanto al generador como a los equipos (cargas) conectadas a este.

Para determinar en forma correcta el tamaño de los generadores se debe desarrollar un listado crítico de las cargas y determinar el grado de la corriente continua de todo el equipo, se debe reconocer las características de funcionamiento de la red eléctrica bajo condiciones estables, los picos de carga, la altura respecto del nivel del mar, los rangos de temperatura ambiente, las variables climatológicas, si existen otros generadores ya conectados que sirvan o entreguen potencia a la carga instalada.

La capacidad del grupo electrógeno dependerá enteramente de la carga (clasificación, condiciones de operación, picos de corriente, factor de potencia, armónicos de la carga, elevación, temperatura, variables del clima), así como del modo que será utilizado, es decir si trabajara como stand by (espera), o se le dará un uso continuo, como primario.

A continuación, detallamos las maneras de uso del grupo electrógeno:

- ✓ Las unidades del tipo en espera (stand by) trabajan de forma periódica un tiempo de cuatro a seis horas simultáneamente.
- ✓ Las unidades del tipo primaria trabajan de forma continua con cargas variables y a su potencia nominal.

- ✓ La potencia del generador SKVA indica la capacidad del generador de asumir carga cuando el aumento de la misma es repentino (como el arranque de motores eléctricos). En el Sistema de carga proyectada tabularemos los circuitos individuales y calcularemos para cada uno de ellos la carga respectiva.

Como medida de seguridad se hace un listado de todos los motores eléctricos a ser utilizados en el sistema, puesto que son estos los que requieren una mayor potencia, así como las corrientes de inrush de los motores conectados a la red. Debemos recordar que todos los motores eléctricos conectados a la red necesitan de tres a cuatro veces su corriente nominal para comenzar el funcionamiento continuo del mismo, de la misma manera para el dimensionamiento del generador debemos considerar las pérdidas de potencia por altura, es decir se considera una reducción del 6% por cada 1000 metros de altura y una pérdida del 2% por cada 5.6°C de incremento de temperatura después de los 30°C.

- **Selección correcta del voltaje de operación**

Los generadores pueden operar en diferentes niveles, el rango de 120 V a 600 V para bajo voltaje y de 600 V. a 35 kV para media tensión. El nivel de voltaje que se debe utilizar depende de las características de la carga, para cargas distribuidas en una extensa área con una capacidad de potencia alta es preferible emplear media tensión. Reduciendo el voltaje en las proximidades de la carga, lo que supone varias ventajas. Mencionaremos las más significativas:

Operación económica del sistema y los bajos costos de implementación, con el inconveniente de requerir un mantenimiento más exhaustivo, implementos y herramientas más sofisticadas y por tanto costosas, sin incluir el entrenamiento de los operarios y técnicos que deben ser más preparados. Para el presente caso de estudio, para cargas puntuales donde no es necesaria distribución en media tensión se instalarán grupos

electrógenos de 480VAC O 220VAC, la potencia de cada uno de ellos estará en razón directa a la carga.

- **Cálculo de la capacidad de carga para todo el sistema**

A continuación, se presenta el cuadro general con la necesidad de carga de todo el sistema, los cálculos se hacen en forma individual para cada equipo, considerando potencias aparentes y potencias reales, para luego hacer la sumatoria de todas las cargas y obtener la carga total del sistema.

En la Tabla 1 se observan las cargas por separado que serán utilizadas en el sistema propuesto, con estos datos se puede establecer el número de generadores a utilizar en el sistema automatizado.

La empresa Comarsa cuenta actualmente con grupos electrógenos instalados en la sala de máquinas, trabajando en forma manual y conectada a las diferentes cargas del sistema en mención, Figuras 77, 78, 79 y 80.

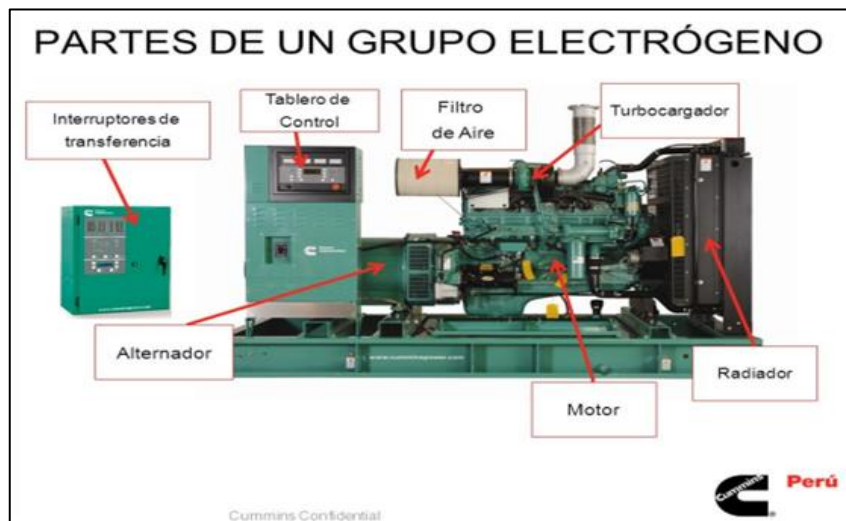


FIGURA 77. GRUPO ELECTRÓGENO ONAN DFBF - 275 KVA

FUENTE: Cortesía Compañía Minera Comarsa Trujillo – Perú



FIGURA 78. GRUPO ELECTRÓGENO ONAN MODELO DFCC - 350 KVA

FUENTE: Cortesía Compañía Minera Comarsa Trujillo – Perú



FIGURA 79. GRUPO ELECTRÓGENO KOHLER MODELO 1000ROZD71
– 1250 KVA

FUENTE: Cortesía Compañía Minera Comarsa Trujillo – Perú



FIGURA 80. GRUPO ELECTROGENO CATERPILLAR MODELO C32 – 1300 kVA

FUENTE: Cortesía Compañía Minera Minaspampa Trujillo - Perú

A continuación, se muestran las tablas características.

- Tabla 4.1 con relación de grupos electrógenos a utilizarse.
- Tablas 4.2 y 4.3 con relación de cargas a ser utilizada en el sistema
- Tabla 4.4. de prioridades 1
- Tabla 4.5 de prioridades 2

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES UBICADOS EN LA SALA DE MAQUINAS

Ítem	Descripción	Marca	Modelo	Cantidad	Voltaje	KVA x UNI.	KW x UNI.	KVA. TOT.
1	Generador	Onan	DFCC	10	460 V	350	280	3500
2	Generador	Kohler	1000ROZD71	3	460 V	1250	1000	3750
3	Generador	Caterpillar	C32	1	460 V	1300	1040	1300
	TOTALES			14		2900	2320	8550

Fuente: Elaboración propia

TABLA 3. EQUIPOS TRABAJANDO EN RED TRIFASICA CON 440 V.

Ítem	Descripción	Cantidad	Corriente Unitaria	Corriente Total	F. P	KVA Total	KW Total
1	Bomba de Agua Sumergible	6	196	1176	0.8	895	716
2	Bomba de Agua Horizontal	3	428	1284	0.8	977	782
3	Tableros Arranque Y/ Δ	18	0.03	0.54	0.68	411	280
4	Tableros Arranque Directo	13	0.02	0.26	0.68	198	135
5	Tableros Variador de Velocidad	5	0.01	0.05	0.89	38	34
6	Motores eléctricos planta lixivia. 1	5	37	185	0.8	141	113
7	Motores eléctricos planta lixivia. 2	4	31	124	0.75	94	71
8	Motores eléctricos planta lixivia. 3	2	13	26	0.75	20	15
9	Motores eléctricos planta lixivia. 4	3	19	57	0.8	43	35
10	Motores eléctricos planta Pro. 1	3	12	36	0.8	27	22
11	Motores eléctricos planta Pro. 2	2	9	18	0.8	14	11
12	Motores eléctricos planta Pro. 3	3	13	39	0.75	30	23
	TOTALES	67		2946		2888	2237

Fuente: Elaboración propia

TABLA 4. EQUIPOS TRABAJANDO EN RED MONOFASICA CON 220 V.

Ítem	Descripción	Cantidad	Corriente Unitaria	Corriente Total	F. P	KVA Total	KW Total
1	Computadoras oficina admr. 1	6	0.55	3.3		726	720
2	Computadoras oficina admr. 2	6	0.55	3.3		726	720
3	Computadoras oficina admr. 3	4	0.55	2.2		484	480
4	Computadora oficina Técnica 1	4	0.55	2.2		484	480
5	Computadora oficina Técnica 2	5	0.55	2.8		616	600
6	Iluminación oficina admr. 1	10	0.05	0.5		110	100
7	Iluminación oficina admr. 2	12	0.05	0.6		132	120
8	Iluminación planta lixivia. 1	6	0.05	0.3		66	60
9	Iluminación planta lixivia. 2	6	0.05	0.3		66	60
10	Iluminación planta Pro. 1	5	0.05	0.25		55	50
11	Iluminación planta Pro. 2	7	0.06	0.42		92	84
12	Iluminación oficina Técnica 1	6	0.06	0.36		79	72
13	Iluminación oficina Técnica 2	5	0.06	0.3		66	60
	TOTALES			17		3702	3606

Fuente: Elaboración propia

TABLA 5. CIRCUITOS ELÉCTRICOS CON PRIORIDAD 1.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Tipo de Red	Prioridad	KVA. Total	KW. Total
1	Bomba de Agua Sumergible	6	Uní.	Trifásico	1	895	716
2	Bomba de Agua Horizontal	3	Uní.	Trifásico	1	977	782
3	Tableros Arranque Y/Δ	18	Uní.	Trifásico	1	411	280
4	Tableros Arranque Directo	13	Uní.	Trifásico	1	198	135
5	Tableros Variador de Velocidad	5	Uní.	Trifásico	1	38	34
6	Motores eléctricos planta Lix. 1	5	Uní.	Trifásico	1	141	113
7	Motores eléctricos planta Lix. 2	4	Uní.	Trifásico	1	94	71
8	Motores eléctricos planta Lix. 3	2	Uní.	Trifásico	1	20	15
9	Motores eléctricos planta Lix. 4	3	Uní.	Trifásico	1	43	35
10	Motores eléctricos planta Pro. 1	3	Uní.	Trifásico	1	27	22
11	Motores eléctricos planta Pro. 2	2	Uní.	Trifásico	1	14	11
12	Motores eléctricos planta Pro. 3	3	Uní.	Trifásico	1	30	23
13	Iluminación planta Lixivia. 1	6	Uní.	Monofásico	1	66	60
14	Iluminación planta Pro. 1	5	Uní.	Monofásico	1	55	50
15	Iluminación oficina Técnica 2	5	Uní.	Monofásico	1	66	60
	TOTAL, DE CARGA					3075	2407

Fuente: Elaboración propia

TABLA 6. CIRCUITOS ELÉCTRICOS CON PRIORIDAD 2.

Ítem	Descripción	Cantidad	Unidad	Tipo de Red	Prioridad	KVA. Total	KW. Total
1	Computadoras oficina admr. 1	6	Uní.	Monofásico	2	726	720
2	Computadoras oficina admr. 2	6	Uní.	Monofásico	2	726	720
3	Computadoras oficina admr. 3	4	Uní.	Monofásico	2	484	480
4	Computadora oficina Técnica 1	4	Uní.	Monofásico	2	484	480
5	Computadora oficina Técnica 2	5	Uní.	Monofásico	2	616	600
6	Iluminación oficina admr. 1	10	Uní.	Monofásico	2	110	100
7	Iluminación oficina Admr. 2	12	Uní.	Monofásico	2	132	120
8	Iluminación planta lixivia. 2	6	Uní.	Monofásico	2	66	60
9	Iluminación planta Pro. 2	7	Uní.	Monofásico	2	92	84
10	Iluminación oficina Técnica 1	6	Uní.	Monofásico	2	79	72
	TOTAL, DE CARGA					3515	3436

Fuente: Elaboración propia

En las tablas se indican los grupos electrógenos que serán utilizados en el sistema propuesto, el cálculo de potencia total que entregarán dichos generadores al sistema automatizado, considerando un factor de potencia de $FP = 0,8$. A continuación, se expresan dichas potencias:

- Potencia Aparente (S) = 8550 kVA
- Potencia Activa (A) = 6840 kW

El requerimiento total de potencia eléctrica (kVA) se muestra en las Tablas 2 y 3. Se realizaron los cálculos para cada uno de los circuitos eléctricos, considerando el tipo de red, el tipo de carga y el voltaje a ser utilizado.

En el caso de la Mina Comarsa que opera en el Distrito de Angasmarca - Trujillo a 3760 msnm, motivo por el cual se debe considerar las pérdidas de potencia eléctrica por altura, del 6% por cada 1000 metros, las pérdidas por aumento de temperatura no serán consideradas en este proyecto debido a que estas son menores a 30°.

De acuerdo a los cálculos efectuados el sistema completo necesita 6590 kVA para alimentar a todos los circuitos eléctricos mencionados en las Tablas 2 y 3, la sincronización y puesta en paralelo de los 14 generadores mostrados en la Tabla 1 entregan una potencia total de 8550 kVA de los cuales debemos considerar la pérdida de potencia eléctrica total por altura, que en este caso es del 22%. En resumen, las potencias son:

- Potencia total entregada por los generadores = 8550 kVA
- Potencia nominal para ser utilizada por la carga = 6669 KVA

Se puede concluir que la potencia eléctrica real que entregará el conjunto de grupos electrógenos es mayor a la demandada por la totalidad de las cargas, se debe notar que el exceso de 79 kVA quedará en stand by para futuras cargas a ser instaladas.

La Tabla 4. muestra las prioridades de carga 1, en este caso la potencia requerida será de 3075 kVA, para lo cual trabajarán dos generadores Onan de 350 kVA cada uno, dos generadores Kohler de 1250 kVA y un C32 Cat. De 1300 kVA haciendo una potencia total de 4500 kVA, a esta potencia se debe restar el 22% de pérdida por altura, resultando una potencia real de 3510 kVA, teniendo un exceso de 435 kVA que quedará como reserva.

En la Tabla 5. se muestra las prioridades de carga 2, para este caso se tiene una necesidad de carga de 3515 kVA. para lo cual trabajarán tres Onan de 350 kVA cada uno, un C32 Caterpillar de 1300 kVA y dos Kohler de 1250 kVA cada uno Haciendo una potencia total de 4850 kVA. Restando las pérdidas de potencia por altura (22%) se tiene 3783 kVA, la suma de carga en las prioridades 2 será de 3515 kVA, por lo tanto, se tiene un exceso de 268 kVA, que se guardará para cualquier ampliación.

Las prioridades mencionadas serán configuradas en el tablero de transferencia mediante el algoritmo que regirá en el Controlador Lógico Programable, que en este caso será el Módulo DSE 8660, de igual manera este módulo seleccionará los generadores a ser arrancados y controlará las necesidades de carga en todo el sistema.

- **El Tablero de transferencia**

Se trabajarán 14 grupos electrógenos:

- 10 grupos electrógenos marca Onan de 350 kVA modelo DFCC.
- 03 grupos electrógenos Kohler de 1250kVA cada uno modelo 1000ROZD71
- 01 grupo electrógeno marca Caterpillar de 1300 kVA modelo C32.

Para cumplir con los requerimientos del sistema, se debe seleccionar un equipo de sincronización automática que sea de rápida actuación, un repartidor de carga que asegure el equilibrio de carga automática y el control de la secuencia del sistema cuando se tenga en funcionamiento

en paralelo con la red. Se debe proporcionar al generador la protección necesaria en caso se tenga alguna falla y por último se debe tener una transferencia automática.

Existen equipos que realizan por separado estas funciones, pero será necesario realizar un acoplamiento adicional para adaptar cada uno de ellos. Actualmente se cuenta con equipos que incluyen en su diseño la incorporación del sistema de integración para funcionar en conjunto los equipos necesarios para la conexión automática con el sistema. A estos equipos se les conoce como ATS (Sistema de Transferencia Automático) e incluyen en conjunto equipos de control, monitoreo, sincronismo, paralelismo, transferencia automática y comunicación remota, Figuras 81 y 82.



FIGURA 81. TABLEROS DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA (ATS)

FUENTE: Tecnoelettra

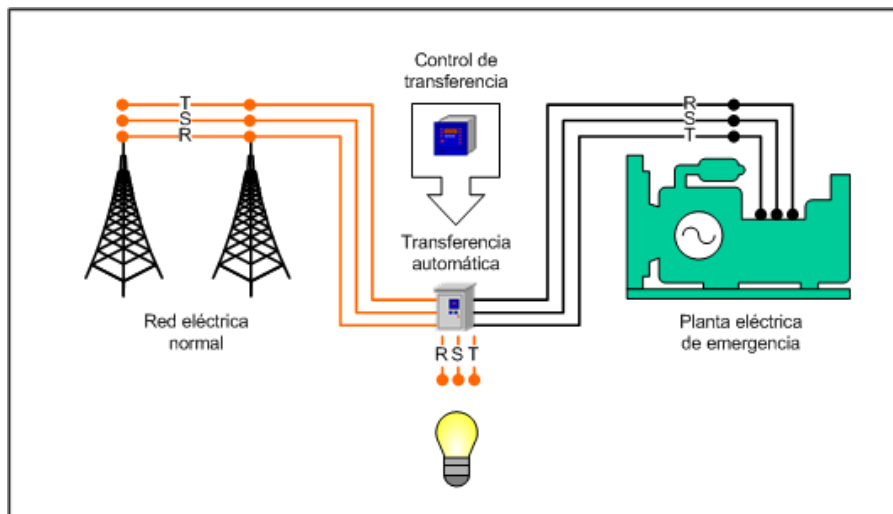


FIGURA 82. ESQUEMA DEL ATS A SER UTILIZADO EN EL SISTEMA
FUENTE: Elaboración propia

Propósito

Nuestro propósito es siempre mejorar los niveles de transferencia, sincronización y puesta en paralelo de los grupos electrógenos ubicados en la sala de máquinas de la empresa minera. El proyecto en mención será automatizado y además las variables físicas y eléctricas tanto de los generadores como de los motores diésel serán monitoreadas en tiempo real y enviadas en forma inalámbrica a una sala de control de procesos.

Para el diseño e implementación del sistema, se ha tomado en cuenta que debe ser o estar constituido por los elementos necesarios para lograr un control y automatización eficiente en el proceso general.

- **Modo de operación del tablero de transferencia y sincronización**

De acuerdo al diseño propuesto en el proyecto, el tablero de sincronización y transferencia automático cuenta con dos modos de operación:

Modo de Operación Manual

Durante este modo de operación, el sistema de control enciende los generadores, activa los disyuntores (Contactores, llaves termomagnéticas, relés etc.) y la carga de forma manual, se realiza la Re transferencia de recarga a la red, se desconecta cada generador de la barra común mediante sus disyuntores.

Se hace mención que se optó por este método de trabajo, para realizar un encendido periódico que permita verificar que los generadores se encuentren en perfecto estado para actuar cuando se produzca una falla de red en la empresa eléctrica.

Además, cuando exista una falla o falta de comunicación entre la red de comunicación e intercambio de datos con el control del generador.

Cabe recordar que en aplicaciones de este tipo (Ciclo ejercicio del generador) el operador arrancará el/los generadores desde el módulo de control de cada generador y no habrá transferencia de energía a la carga, el periodo de tiempo del ejercicio será definido por el encargado de controlar el sistema.

Modo de Operación Automático

Durante este modo de operación se aplican las características de Stand by; es decir en caso de falla de red el sistema de control realiza las maniobras de acoplamiento en paralelo y sincronismo de los generadores, la maniobra conmutación y reparto de carga con detección de la cantidad de generadores necesarios para abastecer la carga.

Así también, cuando retorna la red, se conmuta la energía auxiliar hacia la energía principal y se desacoplan los generadores de la barra común.

Los generadores están disponibles para alimentar la carga de haber una falla en la red, los generadores se encienden uno a continuación del otro mediante un tiempo controlado por un temporizador programado en el

Módulo de control principal, una vez sincronizado y funcionando en paralelo se acoplan a la barra común, cerrando su disyuntor, inmediatamente se realiza la maniobra de conmutación de red a los generadores con la cual toman la carga. Al retorno de la red el conmutador cambia de posición ejecutando la maniobra generador – red y los generadores se desacoplan de la barra común.

Ciclo de ejercicio Automático

Como ya lo mencionamos líneas arriba, el generador debe ser trabajado periódicamente para asegurar que se mantenga en condiciones de operación. La hora y la cantidad de días entre ejercicios puede ser ajustada desde las teclas de operación (Configuración) y/o desde el NMS (Software Configuration Suite) para que el grupo generador trabaje durante un periodo de tiempo predeterminado por la suma de los tiempos de Re transferencia de carga a energía externa más el ciclo de enfriamiento del grupo generador, para luego apagarse automáticamente. Durante este periodo, la energía suministrada por el generador no se conecta a la carga.

Si ocurriese un corte de energía durante o segundos antes de iniciarse el proceso del ciclo de ejercicios automático este se anula y el TTA continúa con la respuesta normal ante un corte de energía.

Los ciclos de ejercicio automático, puede deshabilitarse desde el Módulo de control principal (Jumper J4) ubicado en el TTA. En caso se encuentre deshabilitado en el display aparecerá el mensaje PRUEBA DESHABILITADA.

En la Figuras 83 se muestra el flujograma de transferencia y re transferencia automática.

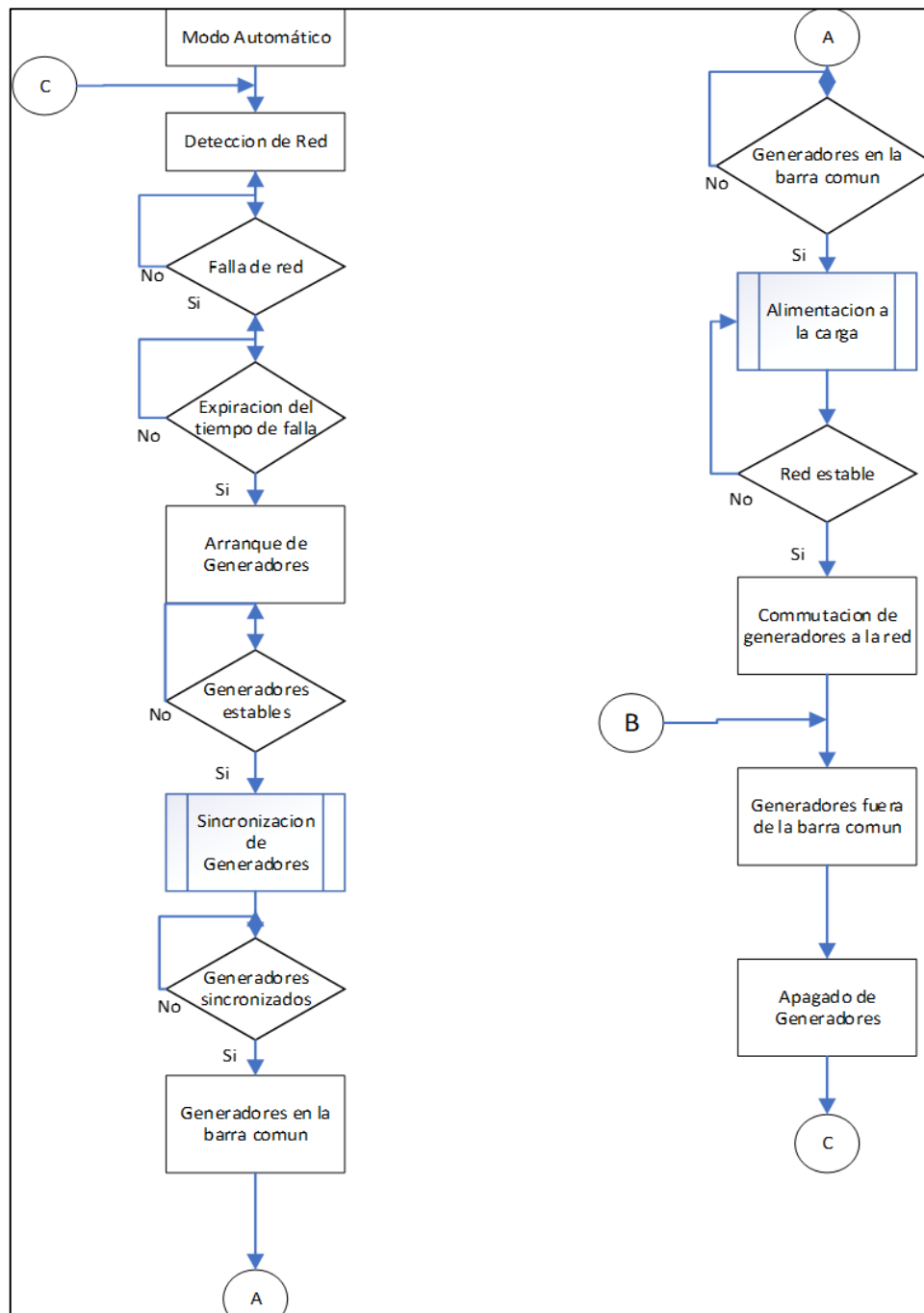


FIGURA 83. FLUJOGRAMA DE TRANSFERENCIA Y RE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA

FUENTE: Elaboración propia

En la Figuras 84 se muestra el flujograma conexión de generadores a la red.

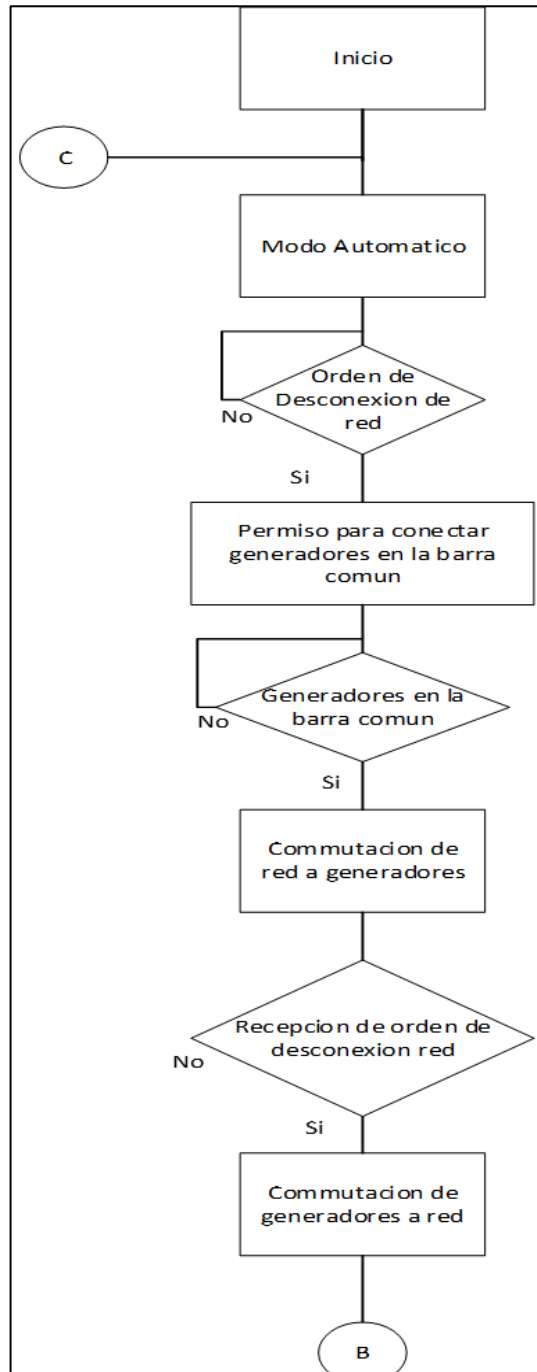


FIGURA 84. FLUJOGRAMA DE GENERADORES A LA RED

FUENTE: Elaboración propia

En la Figuras 85. se muestra el flujograma de activación del calentamiento semanal automático de generadores y en la Figura 86. se muestra el flujograma de la anulación de la activación del calentamiento semanal de generadores.

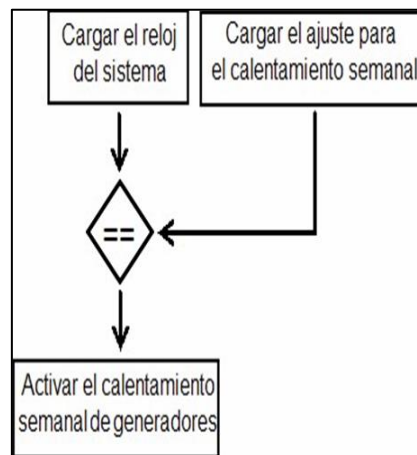


FIGURA 85. FLUJOGRAMA DE CALENTAMIENTO SEMANAL DE GENERADORES

FUENTE: Elaboración propia

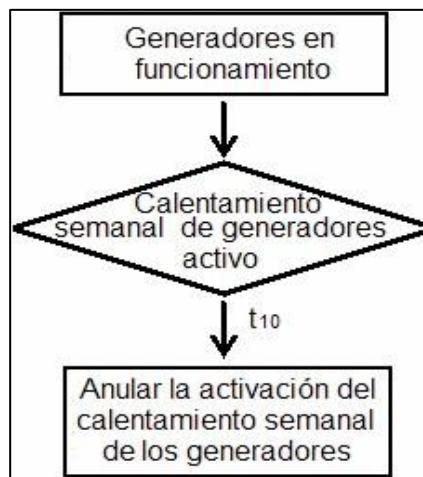


FIGURA 86. FLUJOGRAMA DE ANULACIÓN DEL CALENTAMIENTO SEMANAL DE GENERADORES

FUENTE: Elaboración propia

- **Sistema de Señalización y Alarmas**

El tablero de transferencia automático de energía y sincronización de generadores de emergencia cuenta con alarmas visuales (Pantalla Táctil) y luces de señalización para conocer el estado de cada uno de los generadores y el sistema en general, para conocimiento del operador y personal destacado para esta labor, Figura 87.

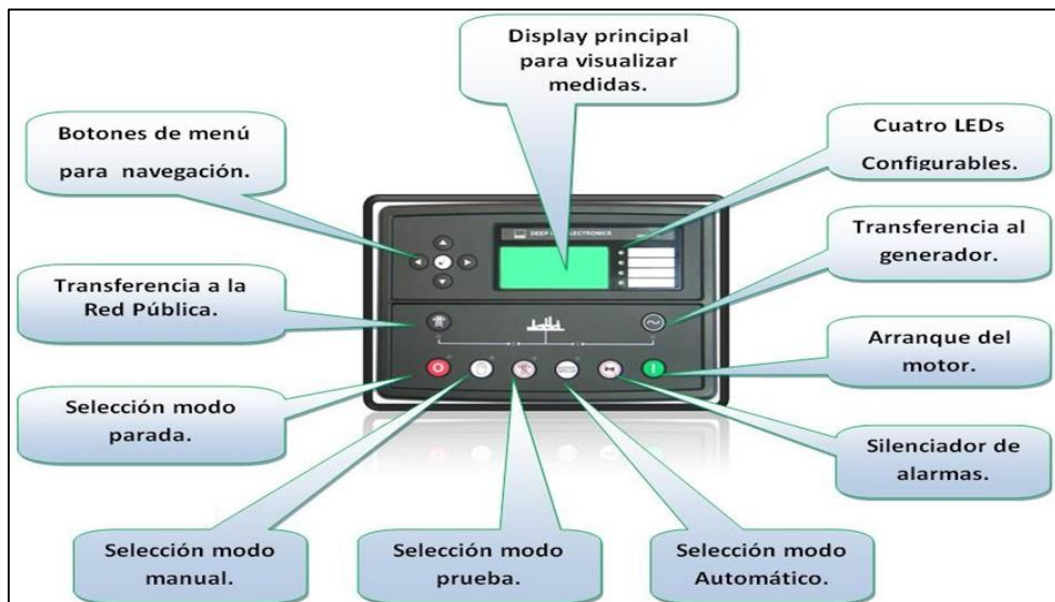


FIGURA 87. MÓDULO PRINCIPAL DE TRANSFERENCIA Y SINCRONIZACIÓN

FUENTE: Elaboración propia

- **Generador Encendido**

Para indicar este estado se emplea una luz verde de señalización que permite conocer si el generador ha sido encendido. Esta se activa mediante un contacto del relé auxiliar de encendido.

- **Disyuntor Cerrado**

Para indicar este estado se emplea una luz verde de señalización que permite conocer si el disyuntor ha sido conectado a la barra común. Esta se activa mediante un contacto de relé auxiliar.

- **Falla del Generador**

La luz indicadora de falla se activa cuando se detecta cualquier situación de falla o si no arranca, baja frecuencia, bajo voltaje o sobre frecuencia en el generador. La luz roja de señalización es un indicativo de una grave falla en el generador dando como resultado la desconexión automática de su correspondiente disyuntor y apagado inmediato del generador.

- **Red**

Para conocer el estado de la red se emplea un indicador y simbología luminosa de color verde, que se enciende cuando la red está presente, para esto utilizamos un relé de supervisión para el voltaje.

- **Voltajes, Frecuencias y Velocidad de los Generadores**

En la pantalla táctil se activarán unas alarmas visuales de color rojo y podrán verse los detalles de cada alarma, estas tendrán un tiempo programado en el PLC (DSE 8660), para ser corregidas, de lo contrario el sistema está programado para apagar el/los generadores. En la Tabla 6. se detallan los rangos y magnitudes.

TABLA 7. VOLTAJE VS. FRECUENCIA VS. VELOCIDAD

Magnitudes	Mínimo	Máximo
Frecuencia (Hz)	57	61
Voltaje (Voltios)	210	240
Velocidad (RPM)	1750	1830

FUENTE: Elaboración propia

Falla en la carga

En el momento que se encuentra activada o desactivada la carga se mostrara una señal visual que indicara el estado de la carga.

Circuito de mando para la transferencia con sincronización automática

Este circuito cumple la misión de sincronizar y transferir los generadores a la carga en el instante que el suministro de energía externa falle. El circuito de mando es por sí mismo un conjunto de aparatos e instrumentos que realizan el control eficiente y responsable del sistema. El circuito de mando estará conformado de la siguiente forma:

- Periferia o Periféricos del sistema de control
- El control propiamente dicho
- Instrumentos de medición
- Red de adquisición de datos
- Instrumentos de visualización
- Actuadores

A continuación, detallamos cada uno de ellos.

Periferia o periféricos del sistema de control

Los periféricos están conformados por una cantidad grande de relés, los más comunes podrían ser: Relé de Voltaje, Relé de frecuencia, Relé de potencia inversa, Relé de secuencia negativa, Relé diferencial; además de los elementos antes mencionados se puede agregar el Sincronoscopio y el Relé de Verificación de sincronía.

El control

El control está constituido por el Controlador Lógico Programable (PLC), que para nuestro caso se ha seleccionado el módulo DSE 8660.

A primera vista se podría pensar que un PLC puede controlar tanto la velocidad de los generadores, sincronizarlos y además controlar el flujo de carga, lo anterior supone una integración total del funcionamiento en la transferencia.

En la actualidad se hace común el empleo de controladores lógicos programables para el control de infinidad de procesos, pero la sincronización de generadores conlleva ciertas predisposiciones que dejan fuera de esta aplicación a muchos de ellos.

Todos los módulos con salidas y entradas deben ejecutar de forma rápida su objetivo, en particular los módulos con entrada analógicas, deben trabajar en tiempo real y no de forma multiplexada.

El funcionamiento de la sincronización y transferencia manual/automático estará regido por el algoritmo dentro del Módulo DSE 8660 (PLC), este realizará el control del sistema, existen algunas directrices que se deberán seguir para garantizar que el funcionamiento sea el adecuado.

Lo mencionado anteriormente no descarta el uso de un PLC para sustituir el esquema de relevación en Interruptor Automático de transferencia, en especial el control en todos los modos de arranque, operación, funcionamiento de generadores, comunicación con la pantalla táctil y además con el sistema Scada.

Medición

Para nuestro proyecto estamos utilizando como Modulo principal el DSE 8660 que pertenece a la conocida marca Deep Sea Electronics, este nos permitirá visualizar todos los parámetros eléctricos de los generadores y red principal de distribución de energía eléctrica en baja tensión. Las

corrientes deben medirse a través de los transformadores de corriente, este módulo es el más adecuado para realizar las mediciones de las magnitudes que nos interesan para la sincronización, en lugar de utilizar un instrumento para realizar la medición de cada una de las magnitudes, tenemos en un solo modulo la medición de tensión, frecuencia, corrientes, potencia entre otras magnitudes.

Red de Adquisición de Datos

Lo constituye las redes que se utilizan para la adquisición de datos y para el monitoreo con el sistema Scada.

Visualización

En general las interfaces de usuario sirven para visualizar el funcionamiento del sistema, además de su parametrización son tres los sistemas de visualización y manejo de datos más comunes, el primero es el panel del operador, que es una pantalla con una representación gráfica del sistema donde el funcionamiento del mismo se puede parametrizar, visualizar el funcionamiento de la máquina, además de desplegar un conjunto de mensajes de alarma que funcionan en conjunto con señales de alerta dentro del controlador.

El segundo es el Scada, este es un sistema mucho más completo, puesto que es un programa de computación que puede emplear los recursos de la computadora, es capaz de guardar datos del funcionamiento del equipo, por tal razón es útil para guardar el historial de funcionamiento de los generadores, el historial de la calidad de servicio de energía eléctrica, la utilización del Scada permite la posibilidad de hacer servicio remoto al sistema completo, solo es necesario la adición de módulos de software para poder acceder de forma remota al sistema de adquisición de datos (Telemetría). Además del Scada están los módulos de comunicación para controlador lógico programable.

Actuadores

Los actuadores están formados por los relés de interface y contactores gobernados por el PLC, actuando directamente en el circuito de potencia del tablero de transferencia y sincronización.

Software para Módulos DSE 8660 Y DSE 8610

El software utilizado por estos módulos es el Configuration Suite, programa exclusivo de Deep Sea Electronics para todos sus módulos, este programa permite conocer los valores en tiempo real de las magnitudes eléctricas, tales como Voltaje, Frecuencia, Intensidades de corriente, potencia y además visualizar en pantalla valores físicos y eléctricos del generador y motor diésel, además está monitoreando constantemente el estado del PLC, es decir los módulos DSE 8660 y DSE 8610.

Selección del Sistema de transferencia y Sincronización

Actualmente existe una Tecnología basada en el control para grupos electrógenos, sistemas de control, transferencia de carga y accesorios para motores y generadores, incluyendo cargadores de batería. Deep Sea Electronics ha diseñado los módulos DSE que presentan las siguientes funciones:

- Controles Digitales para cubrir diversas necesidades
- Protecciones, alarmas y paradas de emergencia
- Anunciación y Monitoreo de parámetros a distancia
- Arranque de motores en modo Manual y/o Automático
- Visualización digital de parámetros de motor, generador, Control local y/o remoto.

Es por ello que tanto para la selección del tablero de transferencia y sincronización automática más el tablero de control para cada grupo

electrógeno utilizaremos los módulos DSE 8660 y DSE 8610 respectivamente. Para el tablero de sincronización y transferencia automática utilizaremos el arreglo mostrado líneas abajo.

Como ya fue mencionado anteriormente, la empresa Minera posee los 14 generadores ubicados en la sala de máquinas trabajando de manera manual, una vez funcionando los generadores debemos alimentar la red para suplir las fallas producidas en las líneas de transmisión eléctrica, es por esta razón que optamos por el arreglo mostrado líneas arriba, Figura 88.

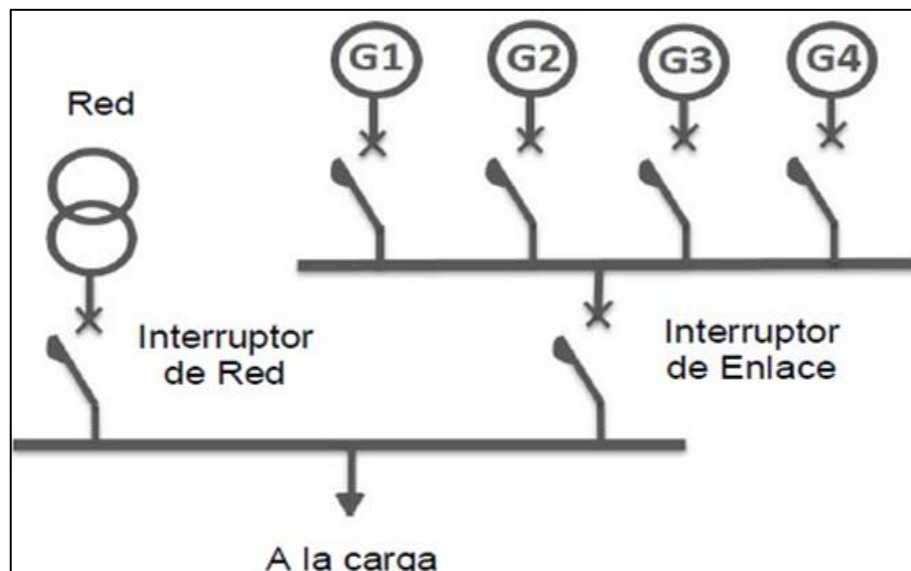


FIGURA 88. ARREGLO UTILIZADO PARA CONTROL DE SINCRONIZACIÓN Y TRANSFERENCIA

FUENTE: Elaboración propia

El tablero requerido por el sistema se puede mostrar en la Figura 89.



FIGURA 89. TABLERO DE SINCRONIZACIÓN Y TRANSFERENCIA AUTOMÁTICO

FUENTE: Minera COMARSA

Las características técnicas del arreglo mostrado en la Figura 88. son las siguientes:

- Voltaje de operación: 220, 440, 480 VCA
- Voltaje máximo: 600 VCA
- Voltaje de control: 24 VCD
- Controlador: Deep Sea, DSE 8610, DSE 8660
- Interruptores: 3WL, automático de bastidor abierto
- Corriente de interruptores: 800 – 3600
- Accesorios para interruptor: Bobina de apertura, 24VCD
- Bobina de cierre, 24 VCD
- Motoreductor, 24 VCD
- Bobina de mínima tensión, 110 – 127 VCA
- Transformador de 300 VA
- Barras de conexión: Solera de cobre estañado
- Envoltente: Nema 1
- Tipo de pintura: Epoxi anti corrosión color plomo

- Láminas: Acero decapado SAE 1008
- Galvanizado A653 – CS
- Dimensiones del Tablero: 1100 x 2600 x 700 mm (Frontal, Alto, fondo)

Los controladores que serán utilizados se muestran en la Figura 90.



FIGURA 90. EQUIPOS CONTROLADORES DE SINCRONIZACIÓN Y TRANSFERENCIA

FUENTE: Deep Sea Electronics

Como se observa en la parte superior, aparte del equipo de sincronización y transferencia automática DSE 8660, se debe colocar en cada grupo electrógeno un módulo DSE 8610 que incluye la función como un ATF, es decir verifica el control de falla del mismo, monitorea las variables físicas y eléctricas del motor diésel y generadores, al mismo tiempo hace la repartición de carga.

Para los interruptores automáticos se utilizó el modelo Sentron 3WL de marca Siemens con bastidor abierto, estos cumplen de forma óptima lo relativo a la operación y supervisión de procesos para sistemas de control electrónico, además estos interruptores cubren rangos de intensidad de

corriente de 630 – 6300 A Tanto en 3 o 4 polos, son idóneos para aplicaciones de hasta 1000 V.

Los modelos se caracterizan por un diseño idéntico, tanto en ejecución fija como en extraíble, con el mismo modo de operación en todos los tamaños y accesorios comunes, Figura 91.



FIGURA 91. INTERRUPTOR SENTRON 3WL SIEMENES

FUENTE: Siemens Corp.

Las especificaciones técnicas de estos equipos y de los interruptores se podrán observar en los anexos.

La ventaja de estos tableros es que pueden conectar sus controladores para funcionar como un solo conjunto en el momento de sincronizar los generadores, para realizar la conexión automática con la red.

Existen empresas que trabajan exclusivamente con los controladores seleccionados y diseñan estos tableros con las especificaciones antes descritas.

Módulos electrónicos utilizados en el Sistema

- **Características del Módulo DSE 8660**

El Módulo de control DSE 8660, el cual ha sido diseñado para permitir la sincronización de una o varias redes normales y enviar al arranque los grupos electrógenos que se quieran sincronizar con esta red, así mismo monitorea una o varias plantas de generación eléctrica para permitir transferir la carga de la red normal.

Utilizando el sincronizador interno podemos habilitar las funciones de paralelismo del controlador, el cual está diseñado para sincronizar el suministro de red normal con uno o varios grupos electrógenos y puede ser utilizado en modo de arranque en horario punta para Abastecer las cargas del sistema por caída de la red principal, siendo auxiliado por un reloj anualizado (Opcional), el cual contempla los arranques dependiendo de los horarios aplicables en las diferentes zonas geográficas.

Una vez activada en la modalidad de planta de emergencia, con la ventaja de evitar por completo el inconveniente del corte al efectuarse la Re transferencia.

El Módulo de control y transferencia DSE 8660 monitorea y protege a la planta de generación eléctrica y su sistema de unidad de transferencia indicando cualquier situación de falla con la facilidad de ver todos los parámetros de operación en pantalla, opcionalmente el tablero de control del DSE 8660 puede ser configurado para sincronizarse e igualar voltajes para colocarse en paralelo con el suministro normal/emergencia. Esta característica puede ser usada para suministrar una cantidad fija de

potencia a la carga y/o suministro normal o repartir la carga con otros sistemas generadores habilitados por un tiempo determinado.

El innovador Microprocesador contenido en el interior del módulo de control permite una gama de complejas ediciones, mediciones y funciones múltiples, las cuales pueden ser totalmente configuradas para ser incorporadas como estándar.

- **Instrumentación Básica mostrada en el Display del Módulo**

- Tensión del bus (L1-N, L2-N, L3-N)
- Tensión del bus (L1-L2, L2-L3, L1-L3)
- Frecuencia del bus (Hz)
- Potencia del bus (KW)
- Potencia del bus (KVAR)
- Secuencia de fase del bus
- Amperios/PF de la carga
- Potencia de la carga
- Tensión de la red (L1-N, L2-N, L3-N)
- Tensión de la red (L1-L2, L2-L3, L1-L3)
- Frecuencia de la red (Hz)
- Corriente de la red (Amperios)
- Potencia de la red (KW)
- Potencia de la red (KVAR)
- Potencia de la red (KVA)
- PF de la red
- Secuencia de fase de la red
- ROCOF/Cambio de vector
- Sincronoscopio

- **Características del Módulo DSE 8610**

El control DSE 8610 está creado para permitir que el operador pueda iniciar o parar el grupo electrógeno, y si es necesario transferir la carga al

generador, sea de forma manual (a través de los pulsadores de operación en el panel central) o automático.

Las características de sincronización y distribución de carga están incluidas en el controlador, juntamente con las protecciones necesarias para el sistema.

Tenemos la facilidad de ver los diferentes parámetros de operación del sistema a través de la pantalla LCD.

El DSE 8610 es un módulo de sincronía fácil de utilizar, lo estaremos utilizando en sistemas de reparto de carga de múltiples generadores (14 Grupos Electrónicos), está diseñado para sincronizar hasta 32 generadores, incluyendo motores electrónicos y no electrónicos.

El módulo estará monitoreando e indicando el estado operacional y condiciones de falla en el sistema, el registro de eventos guardará hasta 250 eventos para facilitar el mantenimiento.

Esta incluido un extenso número de mediciones fijas y flexibles, así como extensas opciones de comunicación y expansión.

Utilizando el Software de PC DSE Configuration Suite podemos en forma sencilla modificar secuencias, temporizadores y alarmas.

Con todos los puertos de comunicación capaces de estar activos al mismo tiempo, el DSE 8610 es ideal para una amplia variedad de aplicaciones de reparto de carga.

El poderoso microprocesador ARM permite la incorporación de una serie de recursos avanzados que incluyen:

- Texto mostrado en pantalla LCD (Múltiples idiomas)
- Monitoreo de tensión, corriente y potencia RMS verdadero.
- Monitoreo de parámetros de motor

- Entradas configurables para su uso como alarmas y otras funciones adicionales
- Interfaz directa con el módulo ECU para motores electrónicos
- Conexión directa a los reguladores de velocidad y de tensión para división de carga y sincronización
- Protección de R.O.C.O.F y salto de vector para detectar fallas de red cuando este en paralelo con los generadores.
- **Instrumentación del Módulo DSE 8610**
 - Velocidad de motor
 - Presión de aceite de motor
 - Temperatura del refrigerante de motor
 - Voltaje de la batería del motor
 - Voltaje del alternador de carga
 - Tiempo de funcionamiento del motor/número de arranques de motor
 - Próximo mantenimiento (Si es habilitado)
 - Nivel de combustible (Opcional)
 - Velocidad del motor (RPM)
 - Voltaje de generador (L1-N, L2-N, L3-N)
 - Voltaje del generador (L1-L2, L1-L3, L2-L3)
 - Frecuencia del generador (Hz)
 - Corriente del generador (Amperes)
 - Corriente de tierra del generador
 - Carga del generador (KW)
 - Carga del generador (KVA)
 - Factor de potencia del generador
 - Carga del generador (KVAR)
 - Energía del generador
 - Secuencia de fase del generador
 - Sincronoscopio
 - Voltaje de bus (L1-N, L2-N, L3-N)

- Voltaje del bus (L1-L2, L1-L3, L2-L3)
- Frecuencia del bus (Hz)

- **Descripción Básica de Operación del Sistema**

- **Modo de energía normal**

Bajo circunstancias normales, cuando la energía externa está disponible, el tablero de transferencia automático (TTA) sensa el voltaje de línea como normal y conecta la energía a la carga a través del contactor de potencia, un cargador de baterías incorporado mantiene la batería de arranque del grupo electrógeno cargada.

- **Ocurre el corte de energía**

Cuando el voltaje de línea externa cae a menos del valor de referencia o falla por completo, el sistema de control inicia automáticamente la secuencia de arranque de los grupos electrógenos para luego conmutar la carga a la energía suministrada por ellos mismos.

Este valor de referencia es seleccionable desde el módulo de control mediante el software Configuration Suite de DSE a través del NMS. El TTA está monitoreando constantemente la fuente externa de energía y la del grupo electrógeno (cada 1 segundo); cuando sensa energía externa inaceptable, espera un tiempo pre programado y después envía una señal para arrancar el/los grupos electrógenos (de acuerdo a la necesidad de carga). Esta señal se cancela si la energía externa regresa antes de completarse la demora en el arranque, una vez iniciada la secuencia de arranque esta no se detendrá aun cuando la energía externa se normalice, en este caso la carga seguirá alimentada con energía externa.

Si el corte de energía persiste, la señal de arranque es recibida, los motores arrancan y alcanzan un régimen constante de operación, el TTA sensa que la energía disponible por el generador sea la correcta y espera otro tiempo pre programado antes de transferir la energía del generador a la carga a través del contactor de potencia. Si por alguna causa los motores de los generadores no arrancan en el primer intento, realiza un segundo, un tercero o hasta la cantidad de pulsos de arranque programado desde el NMS, con un intervalo de espera entre cada pulso, también programado desde el NMS. Si fallara en todos los intentos de arranque, en la pantalla del controlador se encenderá una señal luminosa que indicara “Falla de arranque “, esta nota permanecerá hasta que el grupo electrógeno sea puesto en marcha nuevamente.

- **La energía externa regresa**

Cuando la energía externa regresa, el TTA sensa y verifica que el voltaje sea el adecuado. Después de chequear esto, inicia el proceso de apagado del grupo electrógeno. Durante un tiempo programado desde el NMS, el control del TTA mantiene la carga conectada al generador, pasado este lapso, envía la señal al contactor de potencia para transferir la carga a la fuente externa de energía y desconectarla del generador. En este momento, el generador esta fuera de línea y trabajara un tiempo programado para enfriarse adecuadamente.

Después del ciclo de enfriamiento el TTA envía el pulso de apagado al motor del generador.

Si ocurriese un corte de energía externo, durante el proceso del ciclo de enfriamiento, el TTA conmuta la carga nuevamente al generador y cancela el proceso de apagado.

- **Costos contra Beneficios**

Los costos de ejecución del proyecto son definitivamente dos:

- Los costos de Ingeniería
- Costos de los equipos para implementar la aplicación o sistema

Los costos de Ingeniería representan la inversión en honorarios profesionales por el diseño y la ejecución y la ejecución del proyecto, son intangibles a no ser por el funcionamiento del producto terminado, los costos por equipo representan la inversión en el equipo eléctrico necesario para la aplicación, esta inversión es tangible. Es necesario hacer un desglose tanto para la inversión en Ingeniería como la inversión en equipo, esto es necesario para determinar el costo real del proyecto y también para realizar el análisis de la inversión a largo plazo.

- **Inversión en Ingeniería**

En esta sección se desglosan los estimados en horas requeridas para el diseño y ejecución de los trabajos necesarios para habilitar el sistema de sincronización automática, se hace de esta manera puesto en el mercado de los servicios profesionales en el área de Instrumentación y automatización, los honorarios serán considerados en horas trabajadas.

Como referencia se tomarán los siguientes precios por hora trabajada:

- Para la hora de Ingeniería tanto en automatización como en el diseño será de: USS \$13.0
- Para la hora del técnico electricista o mecánico será de: USS \$ 8.0

Diseño del sistema de relevación

En el sistema de relevación están incluido los relés de protección y el sistema de selección del generador y sincronización.

El diseño del sistema de relevación estará conformado por lo siguiente:

- Diseño del esquema eléctrico
- Elaboración de los planos
- Elaboración del listado de partes
- Presupuesto de materiales y presupuesto de la mano de obra para la elaboración del tablero.

Total, de horas estimadas = 130 horas

Elaboración del Algoritmo

El algoritmo de funcionamiento del sistema de transferencia es el conjunto de instrucciones necesarias para que el sistema de transferencia cumpla su cometido, en el diseño del algoritmo se tomara en cuenta, tanto las condiciones de operación normal como la probabilidad de una posible falla, también estaremos considerando el hardware disponible, de tal forma que se diseñe de acuerdo a la necesidad específica.

Total, horas de Ingeniería = 55 Horas

Implementación y Configuración del programa

La implementación y configuración del programa se basa en el algoritmo de funcionamiento y el hardware disponible como resultado del proceso de diseño, esto comprende:

- El sistema Operativo del sistema de transferencia y sincronización automática.
- Diseño y configuración de la interface hombre/máquina, el HMI en este caso es un panel táctil para la operación del mismo.

Total, de horas de Ingeniería = 150 horas

Montaje del sistema de control

La elaboración del sistema de control comprende el montaje de los siguientes componentes:

- Montaje de todos los componentes eléctricos en el tablero principal
- Cableado general en todos los componentes
- Alambrado y prueba en todo el sistema eléctrico

Nota: No incluye el resto de los componentes del sistema

Total, horas del técnico = 180 horas

Puesta en marcha

La puesta en funcionamiento comprende todos los trabajos de Ingeniería y técnico electricista que sean necesarios para poner operativo todo el sistema.

Es decir, en las instalaciones físicas del cliente o usuario final. Para poner en marcha el sistema se requiere de 60 Horas de Ingeniería, se entiende que esta consideración se hace solo para los trabajos extras que implica la sincronización automática, siendo mayor el tiempo que se necesita para la puesta en marcha del sistema completo.

A continuación, mostramos en las Tablas 7 y 8, y Figuras 92 y 93, el resumen de todo lo mencionado.

Resumen horas trabajadas vs. Costo total por área

TABLA 8. COSTO PUESTA EN MARCHA DEL SISTEMA

Ítem	Descripción de la Tarea	Área de Trabajo	Horas de Trabajo	Costo por hora USS	Costo por Tarea USS
1	Diseño del Sistema de relevación	Ingeniería	130	13	1690
2	Elaboración del Algoritmo	Ingeniería	55	13	715
3	Implementación y configuración del Sistema	Ingeniería	150	13	1950
4	Montaje Sistema de Control para tablero principal y G. E	Técnica	180	9	1620
5	Puesta en marcha del Sistema	Ingeniería	40	13	520
6	Puesta en marcha el Sistema	Técnica	20	9	180
7	Pruebas y Correcciones	Ingeniería	30	13	390
	TOTALES		605		7065

Fuente: Elaboración propia

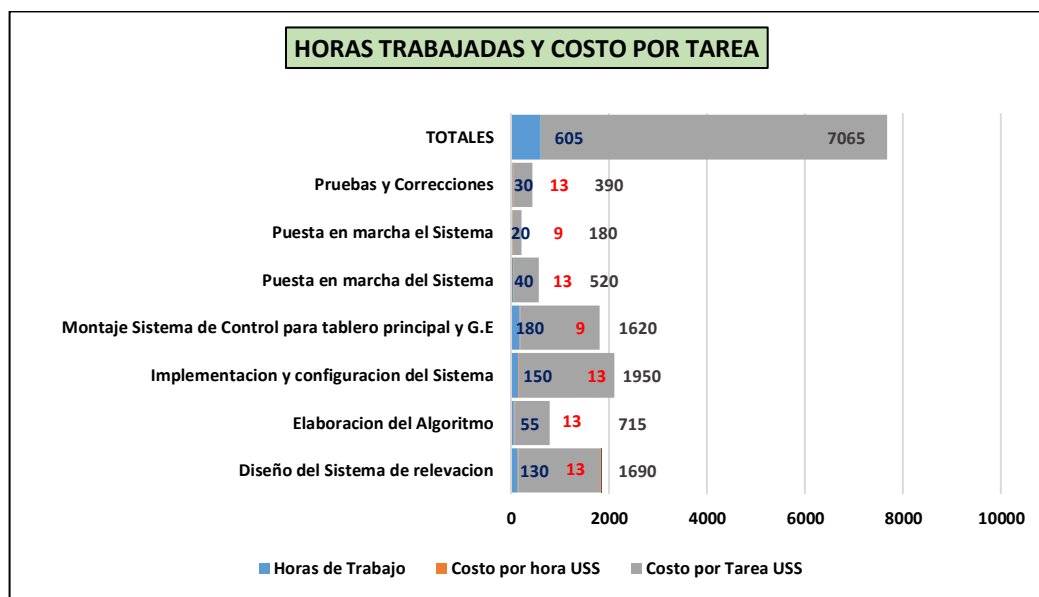


FIGURA 92. HORAS TRABAJADAS VS. COSTO POR TAREA

Fuente: Elaboración propia

TABLA 9. HORAS TRABAJADAS VS. COSTO TOTAL POR ÁREA

Ítem	Área de Trabajo	Horas totales de Trabajo	Costo Total del Área USS
1	Ingeniería	405	5265
2	Técnica	200	1800
3	Total	605	7065

Fuente: Elaboración propia

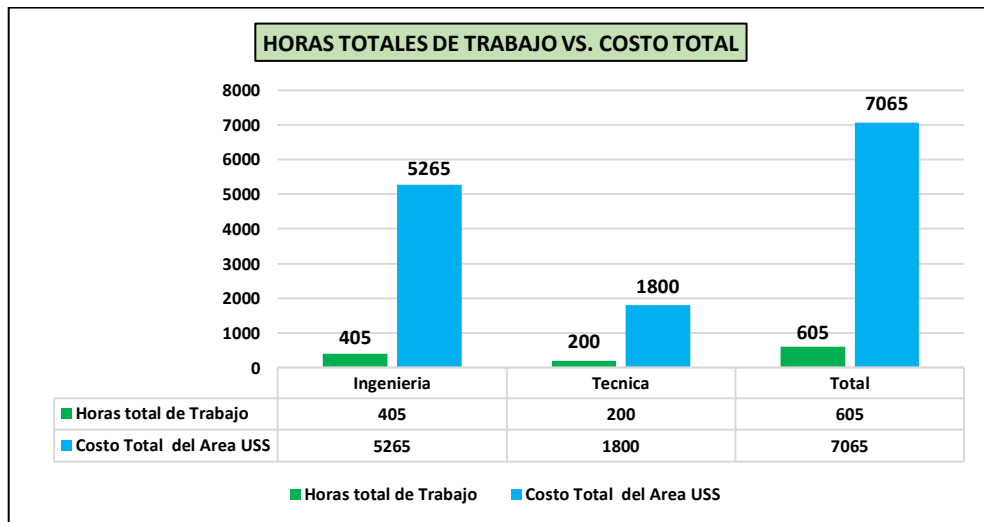


FIGURA 93. HORAS TOTALES VS. COSTO TOTAL

Fuente: Elaboración propia

Costo del sistema para implementar la sincronización automática.

La selección de equipo extra comprende:

- La selección del sistema de relevación
- El Controlador Lógico Programable
- El sistema de visualización

En el caso particular de los controladores, se tiene el diseño preliminar que se mostró anteriormente, el diseño preliminar requiere de 32 entradas digitales y 24 salidas a relé para el caso del módulo esclavo, es decir el módulo DSE 8610 que estará ubicado en cada grupo electrógeno, para el caso del módulo Maestro DSE 8660 debemos contar con 24 entradas digitales y 18 salidas a relé y además contar con los puertos RS262 y RS485 para comunicación con los módulos esclavos y envió de información al usuario final mediante el sistema de Telemetría, Tablas 9 y 10, y Figura 94.

TABLA 10. PRECIO COSTO DE CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMABLES

Ítem	Descripción del componente	Cantidad	Unidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
1	Tablero de Barras con sincronización y reparto automático:	1		70250	70250
A1	Interruptor Termo magnético Motorizado (Mando 220VAC)	1	Uní.		
	Marca Siemens Sentron 3WL de 3x3600 Amp..				
B1	Juego de barras para entrada de cables y subida a barra de enlace	1	Jgo.		
C1	Módulo de Sincronismo Automático entre grupos electrógenos	14	Uní.		
	Modelo DSE 8610 Marca Deep Sea Electronics				
2	Cargador de Baterías 24 VDC - 15 Amp. (Sin Instrumentos)	14	Uní.	175	2450
	Para ser instalado Dentro del TTA				
3	Tablero de Transferencia Automático de 3x6300 Amp. - 440 VAC	1		27990	27990
A3	Interruptor Termomagnético Motorizado (Mando 220VAC)	2	Uní.		
	Marca ABB de 3x6300 Amp..				
B3	Juego de barras de cobre para ingreso de cables.	1	Jgo.		
C3	Barra para toma a tierra	1	Uní.		
D3	Barra de neutro común	1	Uní.		
E3	Módulo de T.A. y puesta en paralelo con la red comercial	1	Uní.		
	Modelo DSE 8660 Marca Deep Sea Electronics				
F3	Transformadores de corriente de 6300/5A	2	Uní.		
4	Juego de barras de enlace de 14 Tableros de 3x3600 Amp.	1	Jgo.	4850	4850
5	Tablero de barras de 3x6300 Amperios- 440VAC	1	Uní.	8140	8140
	colocado en medio de los Tableros de Paralelismo				
	TOTAL				113,680

Fuente: Elaboración propia

TABLA 11. PRECIO SIMPLIFICADO DEL COSTO DE LOS

Ítem	Descripción del componente	Cantidad	Unidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
1	Tablero de Barras con sincronización y reparto automático	1	Uní.	70250	70250
2	Cargador de Baterías 24 VDC - 15 Amperios	14	Uní.	175	2450
3	Tablero de Transferencia Automático de 3x6300 Amperios	1	Uní.	27990	27990
4	Juego de barras de enlace de 3x3600 Amperios	1	Jgo.	4850	4850
5	Tablero de barras de 3x6300 Amperios- 440VAC	1	Uní.	8140	8140
	Total				113,680

CONTROLADORES

Fuente: Elaboración propia

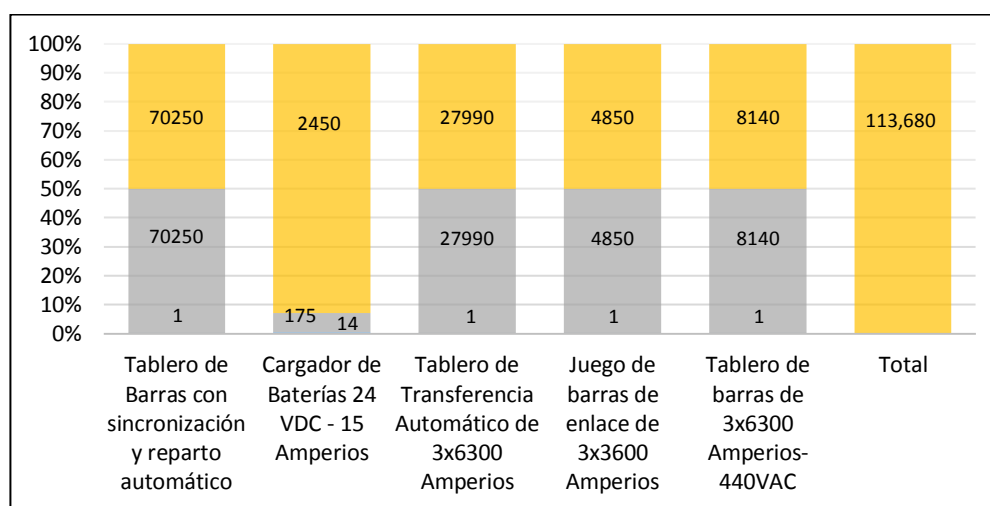


FIGURA 94. COSTO TOTAL POR COMPONENTE

Fuente: Elaboración propia

El sistema de relevación está conformado por los contactores auxiliares que realizan la función de conmutar los generadores a sincronizar, además también tenemos que considerar los instrumentos, el sincronoscopio y el relé de sincronización, Tabla 11 y Figura 94.

El listado de los materiales será el siguiente:

TABLA 12. PRECIO DE PERIFÉRICOS PARA SINCRONIZACIÓN

Ítem	Descripción del Componente	Cantidad	Precio Unitario US\$	Precio Total US\$
1	Contactador Auxiliar 4 NA + 4 NC 20 A	28	130	3640
2	Selector de 8 posiciones con neutro - 4 contactos	4	250	1000
3	relé de chequeo de sincronía	4	320	1280
4	relé de verificación de Frecuencia	8	1450	11600
5	Accesorios, Bornes, Interruptores Mini - Automáticos	1	1700	1700
6	Interruptor de 3 Posiciones S/Enc. Con Accesorios	8	55	440
	Total			19660

AUTOMÁTICA

Fuente: Elaboración propia

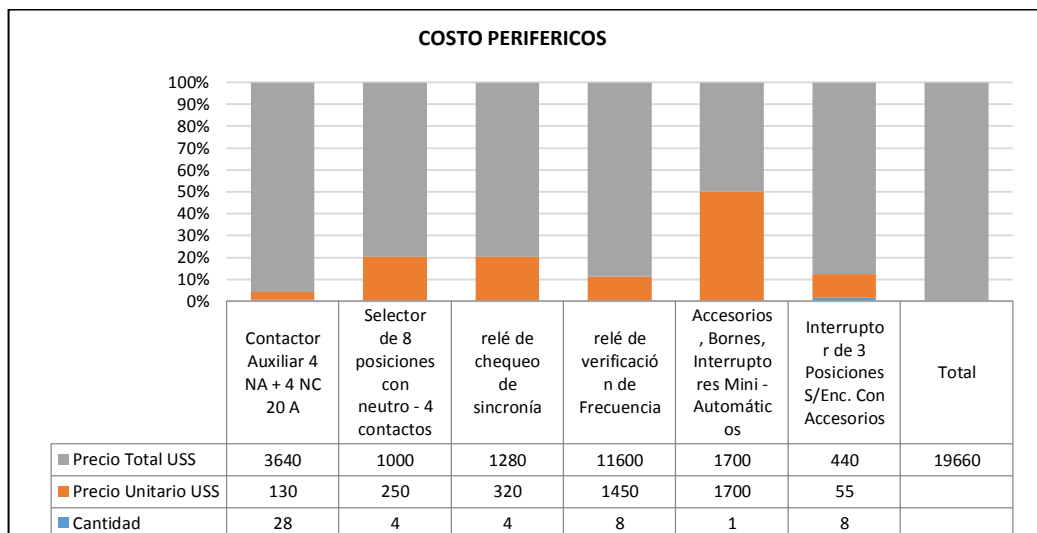


FIGURA 95. COSTO PARA PERIFÉRICOS DEL TABLERO DE TRANSFERENCIA

Fuente: Elaboración propia

Inversión en Mantenimiento Preventivo y Correctivo

De acuerdo a la experiencia adquirida en proyectos similares se puede predecir la necesidad de servicios de emergencia y las horas requeridas para el servicio de mantenimiento preventivo en el sistema de Transferencia con sincronización automática, luego de una revisión de los

servicios prestados al usuario se determinó que el 75% de los casos de falla, esta se debe principalmente a problemas con el trabajo de los generadores, los más notorios se deben a problemas con la distribución de la carga, sobrecalentamientos, pérdidas en la presión de aceite de motor, etc.

En promedio se requiere una visita cada 90 días por concepto de reparaciones de emergencia, además se puede programar una visita cada 100 días para verificar el funcionamiento del sistema de transferencia, por concepto de mantenimiento del tablero principal, reparación de los generadores, mantenimiento preventivo de los generadores y motor diésel, no se está sugiriendo ningún precio por concepto de mano de obra puesto que estos sistemas son parte integral del sistema de transferencia, independiente si esta es manual o Automático, por esta razón no se está enumerando. Debemos recordar que parte de los objetivos del presente trabajo de tesis es evaluar la parte técnica y económica para verificar la factibilidad de implementar un sistema de transferencia automático comparado con un sistema totalmente manual.

Entonces podemos determinar cómo necesarios 15 horas de Ingeniería por cada 100 días, para verificar el funcionamiento del sistema completo, es decir generador, motor diésel y sistema de control, sincronización y transferencia.

- **Determinación del Valor de Posición**

Para determinar el valor de posición necesitamos el valor de la inversión inicial P , el valor de recuperación del mercado VM , el horizonte de la inversión N , la tasa de retorno mínima I

I , CA Costo de la adquisición (Valor posición).

Los datos serán los siguientes:

- **P: Valor de inversión inicial**

Es la suma del precio de todas las horas correspondiente a lo técnico y de Ingeniería, más el costo de todos los instrumentos, PLC, dispositivos de relevación, materiales e insumos utilizados en el sistema.

- **VM: El valor de recuperación en el mercado**

Es el resultado de $P \cdot 0.30$, 0.30 es un factor de depreciación ampliamente utilizado para los sistemas de Automatización Industrial.

- **N: Horizonte de la Inversión**

El horizonte de la inversión es de 10 años, aun cuando la duración del sistema Automático de transferencia puede ser aproximadamente de 15 años, se está considerando un tiempo menor para que el valor de recuperación de inversión no sea cero debido a lo obsoleto.

- **I: Tasa de retorno mínima**

Como la inversión se realizará en virtud de solucionar una necesidad mas no de generar una ganancia, entonces, se estará asumiendo un valor de $I = 12\%$ que será el mejor valor de la tasa de interés bancario contabilizado anualmente.

Ecuación: $CA = (P-VM) (A/P, i, n) + VM \cdot i$

Dónde: CA= Costo anual de posesión

Entonces:

$CA = (P-VM) [i (1+i)^n / (1+i)^n - 1] - VM \cdot i$

- P = Valor de Inversión Inicial
- VM = Valor de recuperación en el mercado
- I = Tasa de Retorno Mínima
- N = Horizonte de la Inversión

- **Calculando los valores de las incógnitas en la formula general:**

- **Calculando el valor de inversión inicial (P)**

P = Costo mano de obra de Ingeniería + Costo mano de obra Técnica
+ Precio de Controladores + Costo Equipo de Sincronización.

$$P = 5265 + 1800 + 92770 + 16180$$

$$P = 116,015 + \text{IGV}$$

$$\text{IGV} = 20,882.7$$

$$P = 116,015 + 20,882.7$$

$$P = 136,897.7$$

- **Calculando el Valor de Recuperación en el Mercado (VM)**

$$\text{VM} = P \cdot 0.30$$

$$\text{VM} = 136,897.7 \cdot 0.30$$

$$\text{VM} = 41,069.310$$

- **Obteniendo el Valor Horizonte de Inversión (N)**

$$N = 10 \text{ Años}$$

- **Obteniendo el Valor de Tasa Retorno Mínima (I)**

- $I = 12\%$

- **Reemplazando estos valores en la formula general.**

$$\text{CA} = (136,897.7 - 40,919.36) [0.12 (1+0.12)^{10} / (1+0.12)^{10} - 1] - 40,919.36 \cdot 0.12$$

$$\text{CA} = (95,978.39) [0.12 (3.1058) / 2.1058] - 4,910.3172$$

$$\text{CA} = (95,978.39) [0.3727 / 2.1058] - 4,910.3172$$

$$\text{CA} = (95,978.39) [0.1769] - 4,910.3172$$

$$\text{CA} = 16,978.5630 - 4,910.3172$$

$$CA = 12,068.2458$$

Nota: Este es el costo de automatizar la transferencia y sincronización de generadores por año, aun cuando el sistema no sea operado.

- **Costo de mantenimiento por año**

Para determinar el costo de mantenimiento por año, es necesario saber la cantidad de trabajo x mano de obra para un año, y el valor de los insumos y materiales a ser usados, se está considerando luego de realizar un estudio de evaluación de dos años de funcionamiento de la transferencia en Minas aledañas que se requiere de USS. 11,630 por concepto de Ingeniería para revisar o reparar el sistema de Sincronización y Transferencia Automático.

Nota: Se está incluyendo un costo adicional de USS. 3,850

Variables a considerar para el Cálculo Costo de Mantenimiento por Año

- T: Costo Anual en Mantenimiento
- S: Incremento previsto Anual en Costo de Mantenimiento (10%)
- I: Tasa Interés de Referencia
- N: Horizonte del estudio

Entonces:

$$CA. \text{ Mante.} = T (P/T_s, i, n) (A/P, i, n)$$

Valores de las variables:

- $T = 11,630 + 3,850$
- $T = 15,480$
- $S = 10\%$
- $I = 12\%$
- $N = 10 \text{ Años}$

Aplicando la fórmula:

$$CA. \text{ Mante.} = T [(1+S/1+i)^n - 1/s-i] * [i (1+i)^n / (1+i)^{n-1}]$$

$$CA. \text{ Mante.} = 15,480 [(1+0.10/1+0.12)^{10} - 1/0.10 - 0.12] * [0.12 (1+0.12)^{10} / (1+0.12)^{10} - 1]$$

$$CA. \text{ Mante.} = 15,480 [(1.10/1.12)^{10} - 1/(-0.02)] * [0.12 (1.12)^{10} / (1.12)^{10} - 1]$$

$$CA. \text{ Mante.} = 15,480 [8.24] * [0.1769]$$

$$CA. \text{ Mante.} = 22,564.5148$$

Costo de Posesión anual total será:

$$CA \text{ TOTAL} = CA + CA \text{ Mante.}$$

$$CA \text{ TOTAL} = 12,068.2458 + 22,564.5148$$

$$CA \text{ TOTAL} = 34,632.76$$

Entonces visto desde el aspecto económico; si las pérdidas que se producen anualmente por no tener el Sistema de Sincronización y Transferencia Automático son menores de USS. 34,632.76, la operación manual del sistema será la más factible, por el contrario, si las pérdidas por no tener el Sistema mencionado anteriormente son mayores del costo de Implementación, entonces lo más factible será implementar el Sistema propuesto.

- **Pertinencia económica de la propuesta**

El objetivo de este tema es presentar una evaluación muy concisa de las ventajas que se obtendrían si se implementaran los resultados propuestos de este trabajo en la Empresa Minera Comarsa. La información Económica presentada se sustenta en precios que fueron aportados por empresas suministradoras de los equipos; y las afectaciones económicas sobre la producción del mineral se basan en comportamientos estimados del suministro eléctrico.

La minera Comarsa tiene un estimado de producción de aproximadamente 5,680 onzas del mineral por mes, considerando que el año 2017 se perdió 427 horas (18 días) de producción ocasionado por fluctuaciones de energía eléctrica de aproximadamente 4 horas diarias (utilizado para restablecer el sistema eléctrico), equivalente a 3,416 onzas de pérdida por año traducidas en unos US\$ 4'440,800 aproximadamente, adicionalmente se perdió 2 días de energía eléctrica equivalente a 384 onzas de pérdida al año traducidas en US\$. 499,200 aproximadamente.

La propuesta tiene un costo aproximado de US\$. 203,000 lo cual se mostró en los cálculos efectuados anteriormente.

Considerando las pérdidas ocasionadas por no contar con el sistema propuesto tendremos lo siguiente:

Costo para implementar el sistema propuesto = 203,000 US\$.

Costo de pérdida con el sistema actual = 4'440,800

Pérdida económica con el sistema actual vs. Sistema propuesto

$$4'440,800 - 203,000 = 4'237,800 \text{ US$}.$$

Pérdida económica con sistema propuesto vs. Costo sistema automático

$$686,400 - 203,000 = 483,400 \text{ US$}.$$

Podemos concluir que las pérdidas económicas ocasionadas por no tener la implementación del sistema de sincronización y transferencia automática será de:

Perdidas generales = Perdida económica con el sistema actual – Perdida económica con el sistema propuesto.

$$P.G = P.E.S.A - PESP$$

$$P.G = 4'237,800 - 483,400$$

$$P.G = 3'754,400 \text{ US$}.$$

El costo para implementar el sistema comprende lo siguiente:

- Costo Total de los Controladores.
- Costo de periféricos para la sincronización
- Costo mano de obra para Ingeniería y técnico.
- Costo Mantenimiento anual del sistema
- Costos adicionales e imprevistos.

- **Control de tiempos para reposición de la Energía Eléctrica**

Una transferencia automática resulta un complemento muy útil para el conjunto de grupos electrógenos en aquellos casos donde se necesite un suministro constante de energía. El TTA está diseñado para otorgar mucha seguridad y eficiencia en el momento que se produce una falla en la red externa, poniendo en marcha los grupos electrógenos previamente a un precalentamiento del motor. Los TTA son programables según sean las necesidades, poseen fuente de energía propia para asegurar su funcionamiento.

Los tiempos que se programan para las instalaciones en cada grupo electrógeno son:

- ✓ Espera para reconocer el corte o baja tensión = 0.1 – 30 seg.
- ✓ Cebado o precalentamiento del motor diésel = se especifica para cada grupo electrógeno por parte del fabricante, generalmente el tiempo promedio será = 1 – 3 minutos.
- ✓ Tiempo calentamiento del motor antes de conectar la carga = 2 – 4 minutos.
- ✓ Sincronización de cada generador a la barra común = 1 - 2 minutos.
- ✓ Verificación parámetros de la carga = 1 – 2 minutos.
- ✓ Realizar transferencia a la barra de carga y estabilizar el sistema = 1 – 3 minutos.

Con los datos obtenidos podemos determinar los tiempos de reposición de la energía para el sistema propuesto y el sistema actual que utiliza la mina Comarsa, en las Tablas 12 – 13 y las figuras 96 – 97 se puede apreciar con más detalle lo mencionado líneas arriba.

Control de tiempos para reposición de la Energía Eléctrica

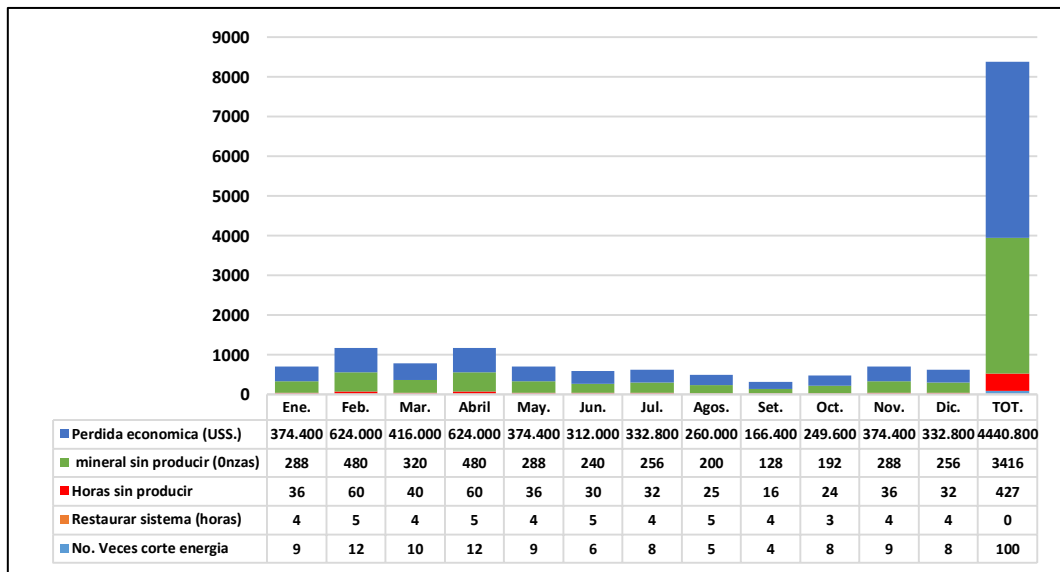


FIGURA 96. TIEMPO PARA REPOSICION DEL SISTEMA ELECTRICO SISTEMA ACTUAL

FUENTE: Elaboracion propia

TABLA 13.. CORTE Y RESTABLECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA

Descripción	No. Veces corte energía	Restaurar sistema (horas)	Horas sin producir	mineral sin producir (Onzas)	Pérdida económica (US\$.)
Enero	9	4	36	288	374,400
Febrero	12	5	60	480	624,000
Marzo	10	4	40	320	416,000
Abril	12	5	60	480	624,000
Mayo	9	4	36	288	374,400
Junio	6	5	30	240	312,000
Julio	8	4	32	256	332,800
Agosto	5	5	25	200	260,000
Septiembre	4	4	16	128	166,400
Octubre	8	3	24	192	249,600
Noviembre	9	4	36	288	374,400
Diciembre	8	4	32	256	332,800
TOTAL	100	Promedio = 4	427	3416	4'440,800

SISTEMA ACTUAL

FUENTE: Elaboracion propia

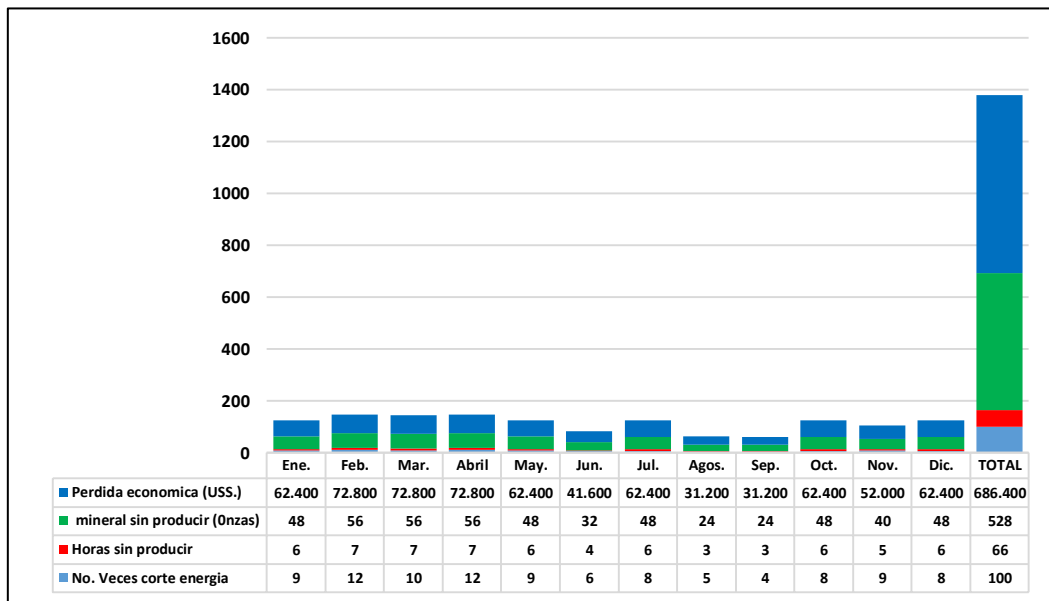


FIGURA 97. TIEMPO DE REPOSICION DEL SISTEMA ELECTRICO SISTEMA PROPUESTO

FUENTE: Elaboracion propia

TABLA 14. CORTE Y RESTABLECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA SISTEMA PROPUESTO

Descripción	No. Veces corte energía	Restaurar sistema (horas)	Horas sin producir	Mineral sin producir (Onzas)	Pérdida económica (US\$.)
Enero	9	0.7	6	48	62,400
Febrero	12	0.6	7	56	72,800
Marzo	10	0.7	7	56	72,800
Abril	12	0.6	7	56	72,800
Mayo	9	0.7	6	48	62,400
Junio	6	0.6	4	32	41,600
Julio	8	0.7	6	48	62,400
Agosto	5	0.6	3	24	31,200
Setiembre	4	0.8	3	24	31,200
Octubre	8	0.7	6	48	62,400
Noviembre	9	0.6	5	40	52,000
Diciembre	8	0.7	6	48	62,400
TOTAL	100	Prom. = 0,66	66	528	686,400

FUENTE: Elaboracion propia

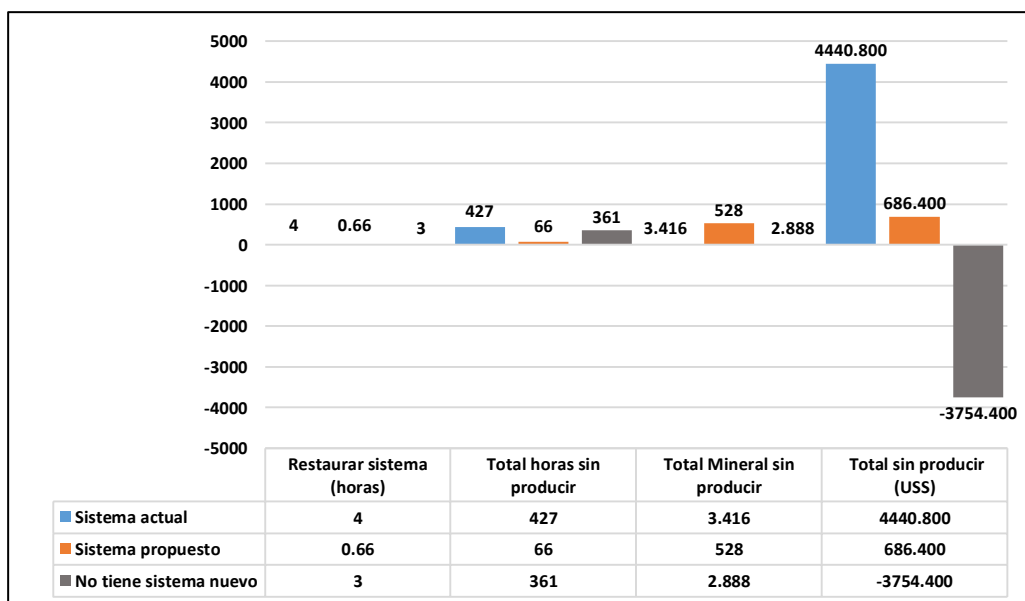


FIGURA 98. PERDIDA ECONOMICA POR NO CONTAR CON SISTEMA PROPUESTO

FUENTE: Elaboracion propia

TABLA 15. CUADRO COMPARATIVO HORAS DE REPOSICION DE LA ENERGIA ELECTRICA Vs. PERDIDA ECONOMICA POR NO TENER SISTEMA AUTOMATIZADO

Descripción	Restaurar sistema (horas)	Total, horas sin producir	Total, Mineral sin producir	Total, sin producir (US\$)
Sistema actual	4	427	3,416	4'440,800
Sistema propuesto	0,66	66	528	686,400
No tiene sistema nuevo	3.34	361	2,888	-3'754,400

FUENTE: Elaboracion propia

4.3. Población y muestra

La población y muestra está constituida por las empresas COMARSA y MINAS PAMPAS

4.4. Técnica e instrumentación para recopilar información

- **Levantamiento de información en campo**

Realizar un levantamiento de información en campo con la finalidad de actualizar las instalaciones eléctricas, y así poder modelar con un grado de certeza muy confiable.

- **Mediciones Eléctricas en campo**

En los puntos considerados críticos se harán pruebas de Aislamiento y mediciones eléctricas en forma directa o indirecta con el fin de obtener la información bien precisa de las cargas a ser conectadas al nuevo sistema.

- **Información de Mina**

Se recogerá toda la información necesaria de Mina, es decir historial, antecedentes, protocolos de prueba realizadas anteriormente etc.

CAPÍTULO V

5. RESULTADOS:

- Con la implementación del sistema de sincronización y transferencia automática a una barra común se logrará un control eficiente de los grupos electrógenos en la mina Comarsa, toda vez que utilicemos:
 - ✓ Una Fuente principal
 - ✓ Una Fuente de reserva
 - ✓ Una Fuente de emergencia

- La conexión en paralelo de los generadores y los tiempos de reposición del sistema eléctrico en la mina Comarsa será factible desde el punto de vista técnico y económico, la implementación del sistema de sincronización y transferencia automático podrá trabajar de dos maneras diferentes utilizando módulos DSE 8610 y módulos DSE 8660. Figura 99 – Figura 100.



FIGURA 99. DOS GRUPOS ELECTRÓGENOS EN PARALELO Y SINCRONIZADOS CON LA RED

FUENTE: INMESOL



FIGURA 100. CUADRO DE CONMUTACIÓN 2500A - SINCRONIZACIÓN ENTRE DOS GENERADORES CON LA RED

FUENTE: INMESOL

Como reserva en caso de fallo de red

En esta configuración los grupos están parados cuando la red está disponible dentro de sus parámetros aceptables.

En caso de que se produzca un fallo de ésta, ambos grupos arrancan simultáneamente, se sincronizan y asumen la carga. En función del nivel de carga demandado por la instalación en cada momento, ambos grupos seguirán suministrando potencia o uno de ellos parará y será el otro el que asuma toda la carga, hasta que el consumo suba por encima de cierto umbral (programable), momento en que el segundo grupo volverá a arrancar, sincronizar con el primero y asumir carga.

Cuando vuelve el suministro de red y alcance unos parámetros aceptables de tensión y frecuencia, los grupos se sincronizarán con la red, y la carga se transferirá a ésta sin que la instalación sufra ningún micro-corte de suministro. Tras un tiempo prudencial de enfriamiento, los grupos pararán y quedarán listos para entrar en funcionamiento cuando la red vuelva a fallar, Figura 101.

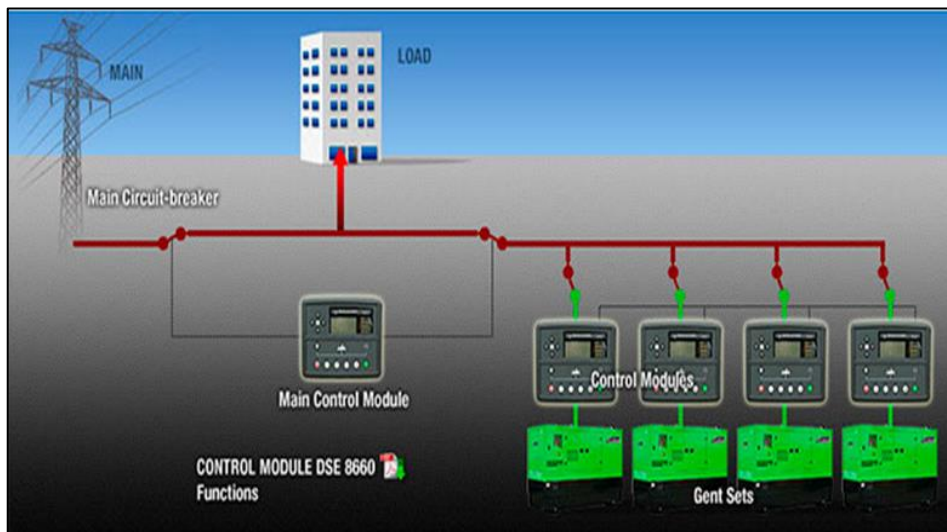


FIGURA 101. FUNCIONAMIENTO DE VARIOS GENERADORES EN PARALELO Y EN EMERGENCIA CON LA RED

FUENTE: Elaboración propia

Para absorber excesos de potencia consumida

En esta configuración, cuando la instalación comience a consumir más potencia de la que hay disponible desde la red, los grupos arrancarán simultáneamente, se sincronizan entre ellos y con la red, y pasarán a suministrar potencia a la instalación conjuntamente con la red. Dentro de esta configuración a su vez existen dos modalidades de funcionamiento:

- Las centralitas de los grupos electrógenos se pueden programar para que éstos aporten la parte de la potencia que la red no puede suministrar, modalidad conocida como “peak-shaving”, fluctuando de esta manera la potencia aportada por los grupos según evolucione el consumo de la instalación, y consumiendo desde la red su potencia máxima disponible o contratada.
- Por otro lado, las centralitas de los grupos se pueden programar para que los grupos aporten una potencia fija (ajustable), y que las fluctuaciones de la demanda de potencia por parte de la instalación sean suministradas desde la red. Esta modalidad se conoce como “base-load”.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES

- Desde el punto de vista Técnico y económico se tomarán en cuenta los siguientes puntos:
 - ✓ Emplear un sistema de sincronización y transferencia automático contra un sistema totalmente manual, queda justificado cuando se demuestra que las pérdidas económicas anuales causadas por la falta del sistema automático exceden el costo de implementación más el costo de mantenimiento del sistema.
 - ✓ Desde el punto de vista técnico, lo único que puede limitar el proyecto es la disponibilidad del sistema.
 - ✓ El sistema de transferencia y sincronización automática es técnicamente factible, pero se requiere de un mantenimiento más riguroso y confiable comparado con un sistema manual.
También será importante contar con un equipo de técnicos calificados y un programa de actualización permanente para operar este sistema automático.
 - ✓ El diseño del sistema de transferencia y sincronización automático debe estar preparado para el aumento de carga instalada, posibilidad de ampliación y modificación tanto del circuito eléctrico del sistema automático como de los paneles de distribución.
- Referente al diseño del tablero de transferencia, Controladores y periféricos para mando y fuerza se tomarán en cuenta los siguientes puntos:
 - ✓ Es importante recordar que los interruptores de fuerza del sistema de transferencia actúan también como los interruptores del tablero principal, por tal motivo, su dimensionamiento debe ser el correcto tanto en corriente y en capacidad interruptora, como también debe ser capaz de operar a plena carga.

- ✓ El sistema de adquisición y almacenamiento de datos es de mucha importancia para verificar el comportamiento mecánico de los generadores, el funcionamiento de los reguladores de voltaje y los compartidores de carga del generador, la indicación de fallas durante el funcionamiento, el comportamiento de la carga, la calidad en el servicio comercial de la energía eléctrica, lo mencionado anteriormente cobra gran importancia en relación al análisis estadístico del servicio eléctrico y el funcionamiento del sistema automático.
- ✓ El PLC posee ventajas muy significativas, entre las más destacadas tenemos:
 1. Facilidad para cambiar el funcionamiento del sistema en forma completa, solamente cambiando el programa interno del PLC, sin necesidad de cambiar la arquitectura del mando.
 2. Reducción de costos de fabricación al reducir la cantidad de componentes necesarios.
 3. Reducción de tiempos muertos por reparación, debido a la facilidad para localizar las fallas, los PLCs de marcas reconocidas tienen herramientas sofisticadas de diagnóstico que son de gran utilidad para localizar fallas.
 4. Reducción de espacios físicos en los tableros.
 5. Reducción de pérdidas por irradiación de calor.
 6. Capacidad de trabajar en red con otros sistemas inteligentes, tales como recolección y proceso de datos.
- ✓ El circuito de mando del tablero de transferencia automático, debe tener con carácter obligatorio una fuente de energía de emergencia que reemplace de energía eléctrica al circuito de mando mientras dure el proceso de sincronización y transferencia.
- ✓ Es necesario un programa de mantenimiento estricto, que permita la prueba de los equipos del sistema para garantizar un correcto

funcionamiento en caso se presente una falla en el servicio de energía eléctrica comercial.

- ✓ En caso exista la posibilidad de incrementar la carga es posible que sea necesario adicionar nuevos generadores para satisfacer la demanda, en este caso se debe verificar las características del compartidor de carga y del regulador de voltaje tanto de los generadores que ya están instalados como de los generadores que se pretende incrementar, se debe tomar mucha importancia en el criterio de seleccionar si los generadores trabajaran en el modo operativo de carga compartida o por caída.
- ✓ En el caso de proyectos donde se desea sincronizar automáticamente varios generadores que ya están instalados y trabajan de forma independiente, es de suma importancia decidir la cantidad de carga que absorberá cada uno de los generadores y el modo de control para el reparto de la potencia real y reactiva.
- ✓ Un factor importante en el desempeño del sistema de carga compartida es la cantidad de cargas que serán conectadas al sistema de transferencia automático, es necesario y obligatorio realizar un estudio detallado de los consumos de corrientes tanto transitorios como permanentes de las cargas más importantes y críticas del sistema.

CAPÍTULO VII

7. RECOMENDACIONES

- En función con el mantenimiento del sistema de transferencia con sincronización automática y el mantenimiento de los generadores se plantea las siguientes recomendaciones:

- ✓ Es necesario un programa riguroso de mantenimiento, se sugiere elaborar un cronograma de actividades para el mantenimiento del equipo, donde estén previsto los tiempos muertos causados por la ausencia de operación de los generadores o de los interruptores de fuerza.

- ✓ En el programa de mantenimiento deberá incluirse la reparación, ajuste de motor, cambio de aceite, cambio de filtros y verificación de refrigerantes, para los generadores eléctricos deberán verificarse estado de las bobinas tanto del estator como del rotor, rectificadores, rodajes, pruebas de aislamiento en forma general, Para el sistema automático de transferencia debe incluir los ajustes y calibración de relés automáticos y componentes del circuito de fuerza, es decir interruptores termomagnético, interruptores motorizados y periférico.

- ✓ Antes de energizar los equipos debemos estar seguros que estos se encuentran conectados a la malla de tierra en el sistema tanto el control de generación como los transformadores de alta potencia y reconcentradores, de esta manera lograremos tener una protección para todos los equipos, lo más importante es que se logre estabilización en las señales analógicas tanto de salida como de entrada a los equipos de control.

- En cuanto al estado de los grupos electrógenos ante cualquier eventualidad, es decir para el arranque de los mismos ante cualquier corte de energía eléctrica. Debemos considerar los siguientes puntos:
 - ✓ Es necesario programar pruebas en forma periódica del sistema, trabajando a plena carga, estas pruebas tienen por finalidad detectar fallas en el sistema visto de una forma integral. Las pruebas a plena carga deberán ser programadas tomando en cuenta los tiempos muertos que puedan causar.
 - ✓ Para la construcción y montaje de los tableros de control debemos dimensionarlo correctamente, de tal manera que se tenga espacio suficiente para futuras ampliaciones de los dispositivos de control, cableado o cualquier otra mejora en el sistema, se puede dejar instalados cables para evitar cablearlos nuevamente por la tubería, estos podrían usarse para pruebas o cualquier otra emergencia.
 - ✓ Debemos instalar en cada uno de los grupos electrógenos el sistema de precalentamiento para conseguir arranques rápidos y eficientes, debemos monitorear constantemente el estado de las baterías que serán utilizadas en el arranque.

CAPÍTULO VIII

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABAD TORRES, Jackeline; AGUINDA, Grefa; PATRICIA, Verónica. Diseño e implementación de un tablero para la transferencia automática de energía y sincronización de generadores de emergencia para el centro comercial El Condado. 2008. Tesis de Licenciatura. QUITO/EPN/2008.
2. BONIFAZ, José Luis; RODRIGUEZ PARDINA, Martin. Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y eficiencia. Universidad del Pacífico, 2001.
3. CHAPMAN, Stephen J. *Máquinas eléctricas (5a.* McGraw Hill Mexico, 2012.
4. FERNÁNDEZ, Julián Rodríguez; FILIU, Luis Miguel Cerda; SÁNCHEZ-HORNEROS, Roberto Bezos. Automatismos industriales. Ediciones Paraninfo, SA, 2014.
5. GUERRA VARGAS, Hugo. Análisis del reparto de carga de grupos electrógenos Caterpillar operando en paralelo. 2008.
6. GURU, Bhag S., et al. *Máquinas eléctricas y transformadores.* Oxford University Press, 2003.
7. HAUSER, Javier. Diseño e implementación del control electrónico de una planta eléctrica Caterpillar de 75kVA para la empresa Corporación Labex CA. 2011. Tesis Doctoral. UNIVERSIDAD NUEVA ESPARTA.

8. KOSOW, I. L. Máquinas Eléctricas y Transformadores 2da Edición, México. 1993.
9. KUNDUR, Prabha; BALU, Neal J.; LAUBY, Mark G. Power system stability and control. New York: McGraw-hill, 1994.
10. LUNA, Christian. Transferencia y sincronización automática de generadores de emergencia en instalaciones industriales [en línea]. Guatemala, 2006.
11. MANUEL, CORTEZ. Máquinas síncronas y motores ca de colector. Editorial Reverté. España, 2004.
12. MENDOZA, Edgardo Yescas. Control de una planta generadora de energía eléctrica. 2003. Tesis Doctoral. UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE LA MIXTECA.
13. MORA, Jesús Fraile. Máquinas eléctricas. McGraw-Hill, 2008.
14. NAKAMURA, T., et al. Development and fundamental study on a superconducting induction/synchronous motor incorporated with MgB₂ cage windings. Superconductor Science and Technology, 2011, vol. 25, no 1, p. 014004.
15. PAUCARA, Jonathan. Diseño de un sistema de detección y compensación de fallas eléctricas tipo islanding en smargrids. 2017. Tesis de Maestría. PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ.
16. POZUETA, Miguel Ángel Rodríguez. Máquinas Eléctricas OCW de la Universidad Carlos III. 2015.

17. RAMÍREZ, V. J.; BELTRÁN, Lorenzo. Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. Ediciones CEAC, SA, 1978.
18. RODRIGUEZ Ronald y MOROCHO, Diana. Generadores síncronos en Paralelo. Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca. 2017.
19. SANTOS, David. Máquinas eléctricas de corriente alterna. OCW de la Universidad Carlos III. 2015.
20. VILORIA, José Roldán, et al. Automatismos y cuadros eléctricos. Editorial Paraninfo, 2004.
21. WILDI, Theodore. Máquinas eléctricas y sistemas de potencia. México: Pearson educación, 2007.

ANEXOS

1. Matriz de consistencia

Título: "Automatizar la sincronización, puesta en paralelo y control de variables físicas y eléctricas en grupos electrógenos de emergencia "

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOLOGÍA
<p>PROBLEMA GENERAL</p> <p>¿Cómo el diseño e implementación de un sistema de sincronización y transferencia automático basado en tecnología de control y módulos PLC en la mina Comarsa, permitirá un control eficiente en los grupos electrógenos de emergencia?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL</p> <p>Demostrar que mediante la tecnología de control y módulos PLC utilizado en el diseño e implementación del sistema de sincronización y transferencia automático se lograra un control eficiente en grupos electrógenos de emergencia.</p>	<p>HIPÓTESIS GENERAL</p> <p>La implementación del sistema de sincronización y transferencia automática a una barra común, en base a tecnología de control y utilizando módulos PLC es factible para el control eficiente de los grupos electrógenos de emergencia en la mina Comarsa.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE X</p> <p>Implementación de un sistema de sincronización y transferencia automática en generadores de emergencia.</p> <p>Indicadores:</p> <p>X1 = Implementación del módulo de control y monitoreo de parámetros eléctricos.</p> <p>X2 = Implementación de transferencia y periféricos.</p>	<p>El tipo de investigación es aplicativo y de nivel explicativo, se recopila la mayor cantidad de información en lo referente a componentes del nuevo sistema, su funcionamiento, características, normas, estándares y se introduce la innovación del sistema en mención, especialmente para el desarrollo de los estudios de confiabilidad, calidad y servicio total.</p>
<p>PROBLEMA ESPECÍFICO No 1</p> <p>¿Cómo impacta un sistema de sincronización y transferencia automática en las instalaciones industriales y redes eléctricas en la mina Comarsa?</p>	<p>OBJ. ESPECÍFICO No 1</p> <p>Demostrar que el sistema de sincronización y transferencia automática influye de una manera positiva en las instalaciones industriales y redes eléctricas de la mina Comarsa.</p>	<p>HIPÓTESIS ESPECIFICA No 1</p> <p>Los sistemas de sincronización y transferencia automático en generadores tienen un impacto positivo en las instalaciones industriales y redes eléctricas para la Mina Comarsa.</p>	<p>X3 = Implementación tablero de fuerza y mando.</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE Y</p> <p>Reposición inmediata de la energía eléctrica.</p> <p>Indicadores:</p> <p>Y1 = Reposición de energía eléctrica.</p>	
<p>PROBLEMA ESPECÍFICO No 2</p> <p>¿En qué medida la implementación del sistema de sincronización y transferencia automática influye en el tiempo de reposición del sistema eléctrico?</p>	<p>OBJET. ESPECÍFICO No 2</p> <p>Establecer los tiempos de reposición de la energía eléctrica en la mina Comarsa, en base al sistema de sincronización y transferencia automática y en base al sistema actual.</p>	<p>HIPÓTESIS ESPECIFICA No 2</p> <p>El tiempo de reposición del sistema eléctrico disminuye dando continuidad a la producción y disminuyendo los riesgos por electrocución.</p>	<p>Y2 = Cortes de energía eléctrica.</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE Z</p> <p>Calidad de la energía eléctrica.</p> <p>Indicadores:</p> <p>Z1 = Cargas centralizadas.</p> <p>Z2 = Cargas Distribuidas.</p>	

2. Módulo DSE8610



DSE8610

SYNCHRONISING AUTO START LOAD SHARE CONTROL MODULE

FEATURES



The DSE8610 is an easy to use Synchronising Auto Start Control Module suitable for use in a multi-generator loadshare system, designed to synchronise up to 32 generators including electronic and non-electronic engines.

The DSE8610 monitors the generator and indicates operational status and fault conditions, automatically starting or stopping the engine on load demand or fault condition.

System alarms are annunciated on the LCD screen (multiple language options available), illuminated LED and audible sounder.

The event log will record 250 events to facilitate easy maintenance. An extensive number of fixed and flexible monitoring, metering and protection features are included as well as comprehensive communication and system expansion options.

Using the DSE PC Configuration Suite Software allows easy alteration of the operational sequences, timers and alarms. With all communication ports capable of being active at the same time, the DSE8610 is ideal for a wide variety of demanding load share applications.

KEY LOAD SHARE FEATURES:

- Peak lopping/sharing (with DSExx60)
- Sequential set start
- Manual voltage/frequency adjustment
- R.O.C.O.F. and vector shift protection
- Generator load demand
- Automatic hours run balancing
- Mains (Utility) de-coupling
- Mains (Utility) de-coupling test mode
- Dead bus sensing
- Bus failure detection
- Direct governor and AVR control
- Volts and frequency matching
- kW and kV Ar load sharing
- Dead bus synchronising

ENVIRONMENTAL TESTING STANDARDS

ELECTRO MAGNETIC COMPATIBILITY

BS EN 61000-4-2
EMC Generic Immunity Standard for the Industrial Environment
BS EN 61000-6-4
EMC Generic Emission Standard for the Industrial Environment

ELECTRICAL SAFETY

BS EN 60950
Safety of Information Technology Equipment, including Electrical Business Equipment

TEMPERATURE

BS EN 60068
Ab/Ac Cold Test -30°C
BS EN 60068-2-2
Bb/Be Dry Heat +70°C

VIBRATION

BS EN 60068-2-6
Ten sweeps in each of three major axes
5Hz to 8Hz @ +/-7.5mm, 8Hz to 500Hz @ 2g

HUMIDITY

BS EN 60068-2-30
Db Damp Heat Cyclic 20/55°C @ 95% RH
48 Hours
BS EN 60068-2-78
Cab Damp Heat Static 40°C @ 93% RH
48 Hours

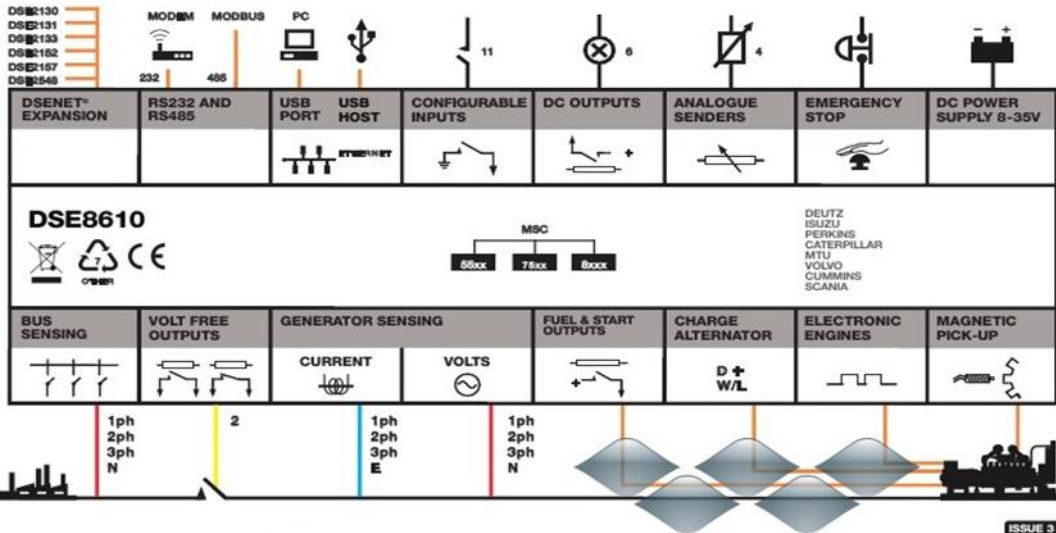
SHOCK

BS EN 60068-2-27
Three shocks in each of three major axes
15gn in 11ms

DEGREES OF PROTECTION PROVIDED BY ENCLOSURES

BS EN 60529
IP65 - Front of module when installed into the control panel with the supplied sealing gasket.

COMPREHENSIVE FEATURE LIST TO SUIT A WIDE VARIETY OF LOAD SHARE APPLICATIONS



wondershare™



DSE8610

SYNCHRONISING AUTO START LOAD SHARE CONTROL MODULE

FEATURES



KEY FEATURES

- Comprehensive synchronising & loadsharing capabilities
- Built-in governor and AVR control
- Base load (kW export) functionality
- Mains (utility) de-coupling protection
- Generator power (kW, kV Ar, kV A & pf) monitoring
- Overload (kW & kV Ar) protection
- Reverse power (kW & kV Ar) protection
- Unbalanced load protection
- Independent earth fault protection
- Advanced integral PLC editor
- 11 Configurable inputs
- 8 Configurable outputs
- Configurable flexible sensor inputs
- DSENet® expansion compatibility
- User configurable RS232, RS485 and Ethernet communications
- Remote SCADA monitoring via various DSE software applications
- MODBUS RTU & TCP support
- User configurable MODBUS pages
- Advanced SMS control and fault messaging (additional GSM modem required)
- Easy access diagnostic pages including modem diagnostic pages
- Data logging and trending
- CAN, MPU and Frequency speed sensing
- Tier 4 CAN engine support
- "Protections disabled" feature
- Front panel editing with PIN protection
- Fully configurable using DSE Configuration Suite PC software via USB
- 4 Line back-lit LCD text display
- LED and LCD alarm indication
- Configurable display languages
- USB connectivity
- Customisable status screens
- Five key menu navigation
- 3 Configurable maintenance alarms
- Multiple date and time run scheduler
- Manual fuel pump control
- Fuel usage monitor and low fuel level protection
- Charge alternator failure protection
- Load switching (load shedding and dummy load control)
- Configurable event log (250)
- Backed up real time clock

KEY BENEFITS

- Compatible in load share systems containing DSE5500, DSE7500 and DSE8600 series. Contact DSE for further details
- 132 x 64 pixel ratio display for clarity
- Real-time clock provides accurate event logging
- Ethernet communication, provides built in advanced remote monitoring.
- Can be integrated into building management systems (BMS) and programmable logic control (PLC)
- Increased input and output expansion capability via DSENet®
- Licence-free PC software
- IP65 rating (with supplied gasket) offers increased resistance to water ingress
- Advanced Internal PLC editor allows user configurable functions to meet specific application requirements.

EXPANSION DEVICES

- DSE124 CAN/MSX Extender
- DSE2130 Input Expansion Module
- DSE2131 Ratio-metric Input Expansion Module
- DSE2133 RTD & Thermo-couple Expansion Module
- DSE2152 Ratio-metric Output Expansion Module
- DSE2157 Output Expansion Module
- DSE2548 LED Expansion Module

SPECIFICATION

DC SUPPLY	CONTINUOUS VOLTAGE RATING 8 V to 35 V continuous
CRANKING DROPOUTS	Able to survive 0 V for 50 ms, providing supply was at least 10 V before dropout and supply recovers to 5 V. This is achieved without the need for internal batteries
MAXIMUM OPERATING CURRENT	460 mA at 12 V, 245 mA at 24 V
MAXIMUM STANDBY CURRENT	375 mA at 12 V, 200 mA at 24 V
CHARGE FAIL/EXCITATION RANGE	0 V to 35 V
OUTPUTS	
OUTPUT A (FUEL)	15 A DC at supply voltage
OUTPUT B (START)	15 A DC at supply voltage
OUTPUTS C & D	8 A AC at 250 V AC (Volt free)
AUXILIARY OUTPUTS E,F,G,H,I & J	2 A DC at supply voltage
GENERATOR & BUS VOLTAGE RANGE	15 V to 333 V AC (L-N)
FREQUENCY RANGE	3.5 Hz to 75 Hz
MAGNETIC PICK-UP VOLTAGE RANGE	+/- 0.5 V to 70 V
FREQUENCY RANGE	10,000 Hz (max)
BUILT-IN GOVERNOR CONTROL MINIMUM LOAD IMPEDANCE	1000Ω Fully isolated
GAIN VOLTAGE	0 V to 10 V DC Fully isolated
OFFSET VOLTAGE	+/- 10 V DC Fully isolated
BUILT-IN AVR CONTROL MINIMUM LOAD IMPEDANCE	1000Ω Fully isolated
GAIN VOLTAGE	0 V to 10 V DC Fully isolated
OFFSET VOLTAGE	+/- 10 V DC Fully isolated
DIMENSIONS OVERALL	240 mm x 181 mm x 42 mm 9.4" x 6.8" x 1.6"
PANEL CUTOUT	220 mm x 160 mm 8.7" x 6.3"
MAXIMUM PANEL THICKNESS	8 mm 0.3"
OPERATING TEMPERATURE RANGE	-30 °C to +70 °C
STORAGE TEMPERATURE RANGE	-40 °C to +85 °C

RELATED MATERIALS

TITLE
DSE8610 Installation Instructions
DSE8610 Operator Manual
DSE8600 PC Configuration Suite Manual
DSE8660 Date Sheet

PART NO'S
053-069
057-115
057-119
055-066

DEEP SEA ELECTRONICS PLC UK
Highfield House, Hunmanby Industrial Estate, Hunmanby YO14 0PH
TELEPHONE +44 (0) 1723 890099 **FACSIMILE** +44 (0) 1723 893303
EMAIL sales@deepseapl.com **WEBSITE** www.deepseapl.com

DEEP SEA ELECTRONICS INC USA
3230 Williams Avenue, Rockford, IL 61101-2668 USA
TELEPHONE +1 (815) 316 8706 **FACSIMILE** +1 (815) 316 8708
EMAIL sales@deepseausa.com **WEBSITE** www.deepseausa.com

Deep Sea Electronics Plc maintains a policy of continuous development and reserves the right to alter the details shown on this data sheet without prior notice. The contents are intended for guidance only.

Registered in England & Wales, No. 0449
VAT No. GB 234567890

053-069-03/12 (R)

Wonder share™

3. Módulo DSE8660



DSE8660 AUTO TRANSFER SWITCH & MAINS CONTROL MODULE

FEATURES



The DSE8660 is an easy-to-use single or multi-mains controller with automatic transfer switch capability. Designed to synchronise single or multiple DSE8610s and DSE8680s with single or multiple mains (utility) supplies, the DSE8660 will automatically control the change over from mains (utility) to generator supply or run generators in synchronisation with the mains (utility) to provide no-break, peak lopping and peak shaving power solutions.

The module can indicate operational status and fault conditions on the LCD screen (multiple languages available), by illuminated LED, audible sounder and SMS messaging.

Comprehensive communications are also available via RS232, RS485 & Ethernet for remote PC control and monitoring, and integration into building management systems. The comprehensive event log will record up to 250 events to facilitate maintenance.

An extensive number of fixed and flexible monitoring and protection features are included. Easy alteration of the sequences, timers and alarms can be made using the DSE PC Configuration Suite Software. Selected configuration is also available via the module's front panel.

With all communication ports capable of being active at the same time, the DSE8xxx Series is ideal for a wide variety of demanding load share applications.

KEY LOAD SHARE FEATURES (WITH DSE8x10) :

- Peak lopping/shaving
- Sequential set start
- Manual voltage/frequency adjustment
- R.O.C.O.F. and vector shift protection
- Generator load demand
- Automatic hours run balancing
- Mains (Utility) de-coupling
- Mains (Utility) de-coupling test mode
- Bus failure detection
- Volts and frequency matching.
- kW & kV Ar load sharing

ENVIRONMENTAL TESTING STANDARDS

ELECTRO MAGNETIC COMPATIBILITY

BS EN 61000-6-2
EMC Generic Immunity Standard for the Industrial Environment
BS EN 61000-6-4
EMC Generic Emission Standard for the Industrial Environment

ELECTRICAL SAFETY

BS EN 60950
Safety of Information Technology Equipment, including Electrical Business Equipment

TEMPERATURE

BS EN 60068-2-1
Ab/Ae Cold Test -30°C
BS EN 60068-2-2
Bb/Be Dry Heat +70°C

VIBRATION

BS EN 60068-2-6
Ten sweeps in each of three major axes
5Hz to 8Hz @ +/-7.5mm, 8Hz to 500Hz @ 2gn

HUMIDITY

BS EN 60068-2-30
Db Damp Heat Cyclic 20/55°C @ 95% RH 48 Hours
BS EN 60068-2-78
Cb Damp Heat Static 40°C @ 93% RH 48 Hours

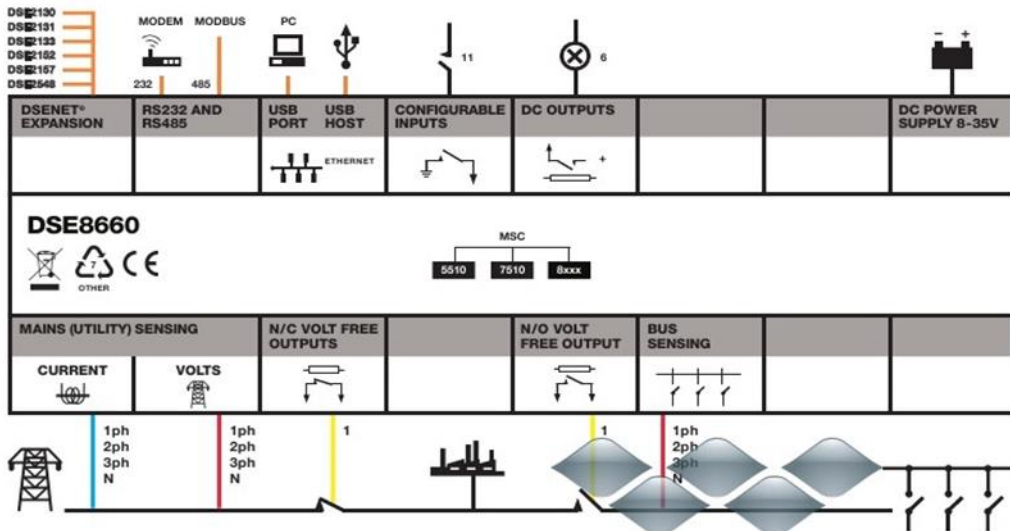
SHOCK

BS EN 60068-2-27
Three shocks in each of three major axes
15gn in 11ms

DEGREES OF PROTECTION PROVIDED BY ENCLOSURES

BS EN 60529
IP65 - Front of module when installed into the control panel with the supplied sealing gasket.

COMPREHENSIVE FEATURE LIST TO SUIT A WIDE VARIETY OF LOAD SHARE APPLICATIONS



ISSUE 2



DSE8660

AUTO TRANSFER SWITCH & MAINS CONTROL MODULE

FEATURES



SPECIFICATION

DC SUPPLY	8 V to 35 V Continuous
CONTINUOUS VOLTAGE RATING	8 V to 35 V Continuous
CRANKING DROPOUTS	Able to survive 0 V for 50 ms, providing supply was at least 10 V before dropout and supply recovers to 5 V. This is achieved without the need for internal batteries. LEDs and backlight will not be maintained during cranking.
MAXIMUM OPERATING CURRENT	340 mA at 12 V, 160 mA at 24 V
MAXIMUM STANDBY CURRENT	160 mA at 12 V, 80 mA at 24 V
MAINS (UTILITY) VOLTAGE RANGE	15 V to 333 V AC (L-N)
FREQUENCY RANGE	3.5 Hz to 75 Hz
BUS VOLTAGE RANGE	15 V to 333 V AC (L-N)
FREQUENCY RANGE	3.5 Hz to 75 Hz
OUTPUTS C & D	12 V/100 mA, 24 V/50 mA, 120 V/100 mA, 240 V/50 mA
OVERALL	240 mm x 120 mm x 40 mm
OPERATING TEMPERATURE RANGE	0°C to 70°C
STORAGE TEMPERATURE RANGE	-40°C to +85°C

- KEY FEATURES**
- Mains (utility) failure detection
 - Mains (utility) power monitoring (kW, kWh, kVA and pf)
 - Configurable outputs (8)
 - Configurable timers and alarms
 - Multiple user accounts
 - Multiple languages
 - Advanced integral PLC editor
 - User configurable RS232, RS485 & Ethernet communications
 - MODBUS RTU & TCP support
 - User configurable MODBUS pages
 - Advanced SMS control and fault messaging (additional GSM modem required)
 - DSENet expansion compatible
 - Data logging and trending
 - 4-Line back-lit LCD text display
 - Multiple display languages
 - Five key menu navigation
 - Front panel editing with PIN protection
 - Customisable status screens
 - Configurable inputs (11)
 - Configurable outputs (8)
 - Configurable timers and alarms
 - Multiple user accounts
 - Multiple languages
 - Advanced integral PLC editor
 - User configurable RS232, RS485 & Ethernet communications
 - MODBUS RTU & TCP support
 - User configurable MODBUS pages
 - Advanced SMS control and fault messaging (additional GSM modem required)
 - DSENet expansion compatible
 - Data logging and trending
 - 4-Line back-lit LCD text display
 - Multiple display languages
 - Five key menu navigation
 - Front panel editing with PIN protection

Benefits for registered users:

- 1.No watermark on the output documents,
- 2.Can operate scanned PDF files via OCR,
- 3.No page quantity limitations for converted PDF files

Remove Watermark Now

KEY BENEFITS

- A single flexible solution for multiple applications
- Compatible with DSE5510, DSE7510 & DSE8x10 series of modules
- 132 x 64 pixel ratio display for clarity
- Real-time clock provides accurate event logging
- Ethernet communication provided built in advanced remote monitoring.

EXPANSION DEVICES

- DSE124 CAN/MSC Extender
- DSE2130 Input Expansion Module
- DSE2131 Ratiometric Input Expansion Module
- DSE2133 RTD & Thermocouple Expansion Module
- DSE2152 Analogue Output Expansion Module
- DSE2157 Output Expansion Module
- DSE2548 LED Expansion Module

RELATED MATERIALS

TITLE	PART NO'S
DSE8660 Installation Instructions	053-070
DSE8660 Operator Manual	057-120
DSE8600 PC Configuration Suite Manual	057-119
DSE8610 Data Sheet	055-083
DSE8680 Data Sheet	055-091
DSE8700 Data Sheet	055-090
DSE8810 Data Sheet	055-116
DSE8860 Data Sheet	055-139

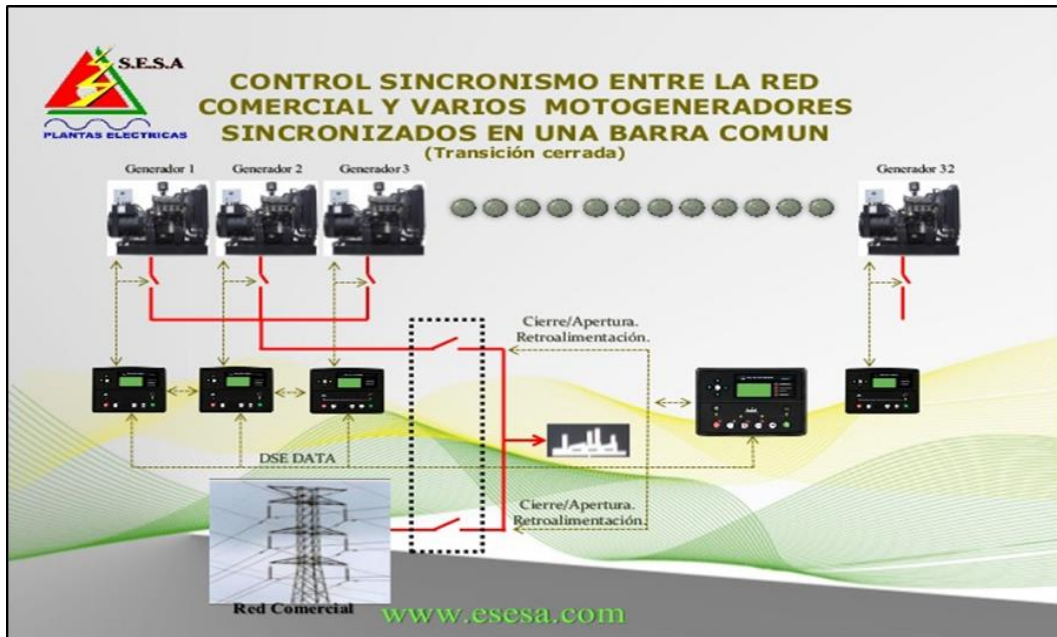
DEEP SEA ELECTRONICS PLC UK
 Highfield House, Hunmanby Industrial Estate, Hunmanby YO14 0PH
TELEPHONE +44 (0) 1723 890099 **FACSIMILE** +44 (0) 1723 893303
EMAIL sales@deepseapl.com **WEBSITE** www.deepseapl.com

DEEP SEA ELECTRONICS INC USA
 3230 Williams Avenue, Rockford, IL 61101-2668 USA
TELEPHONE +1 (815) 316 8706 **FACSIMILE** +1 (815) 316 8708
EMAIL sales@deepseausa.com **WEBSITE** www.deepseausa.com

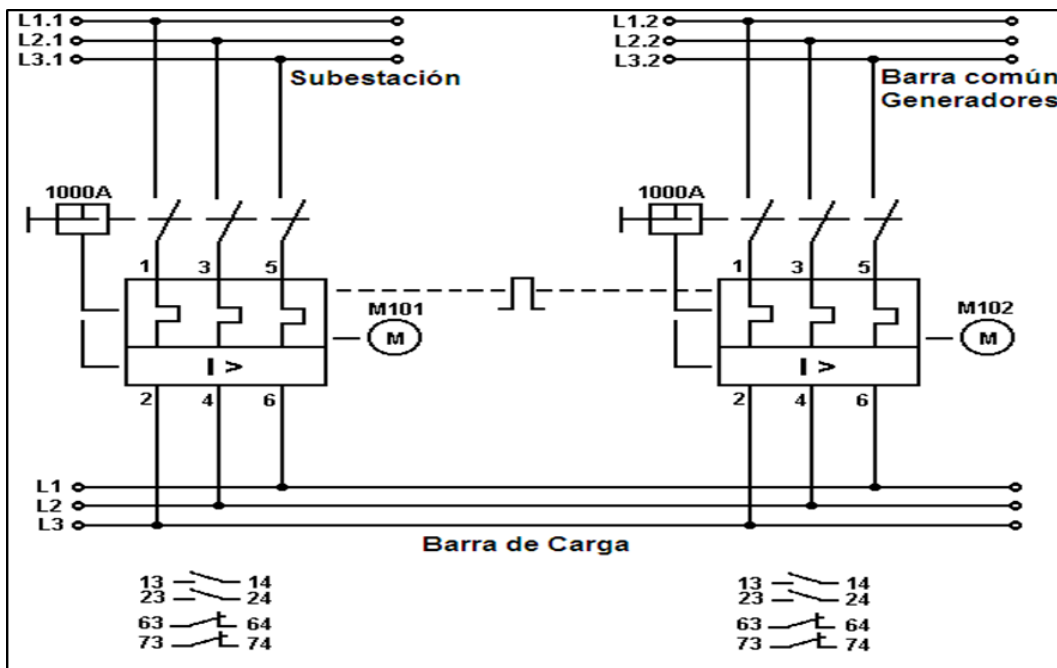
Deep Sea Electronics Plc maintains a policy of continuous development and reserves the right to change the details shown on this data sheet without prior notice. The contents are intended for guidance only.

Registered in England & Wales No.01319649
 VAT No.316923457

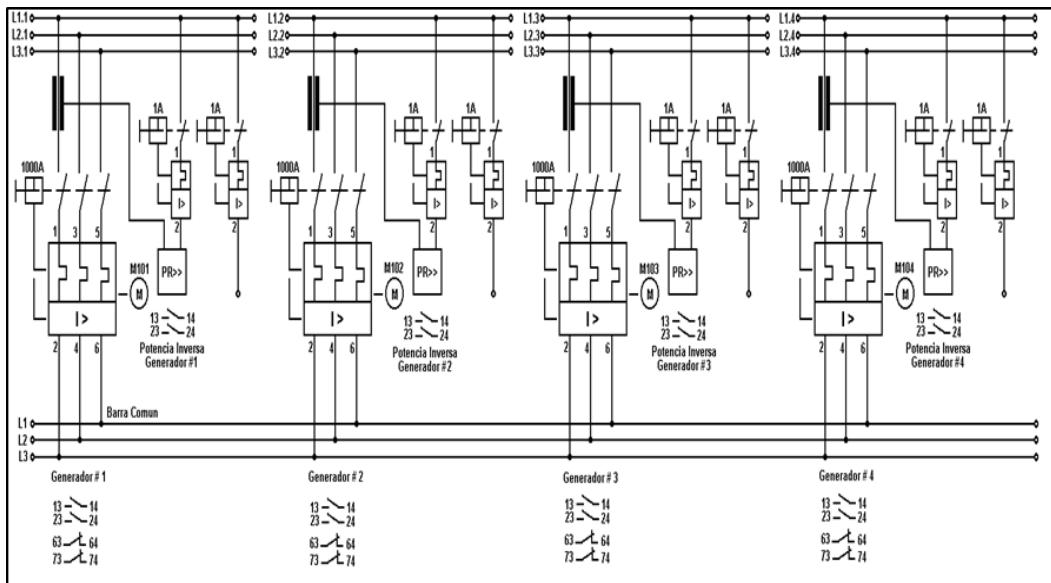
055-006/04/11 (4)



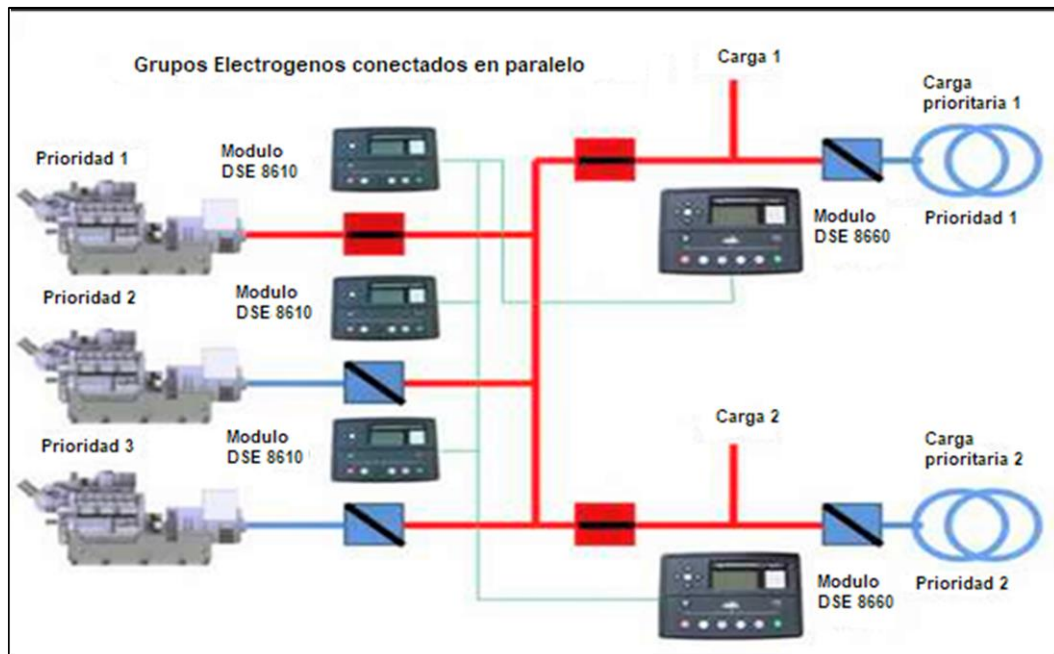
4. Interruptor de transferencia en la barra de carga

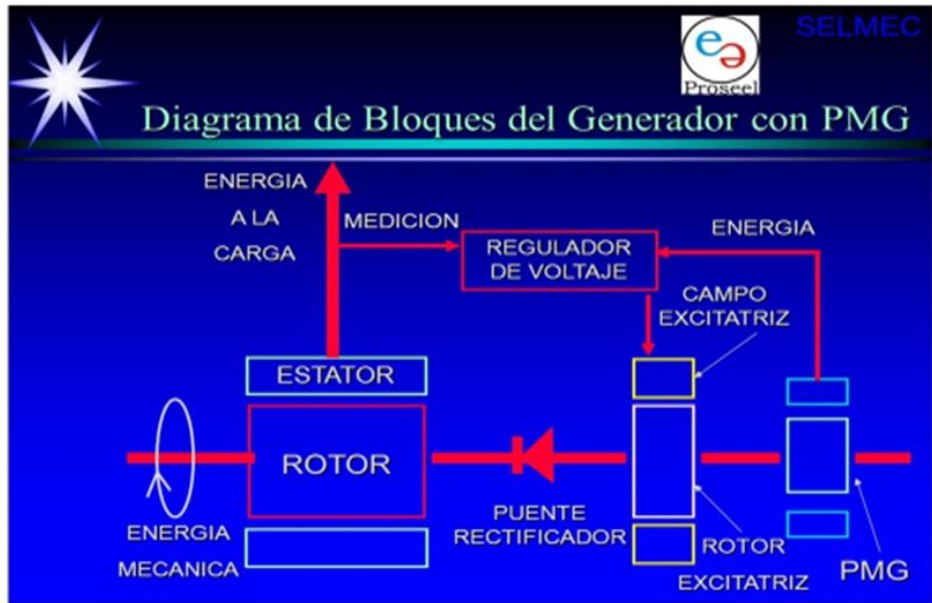


5. Esquema eléctrico de la barra de generadores

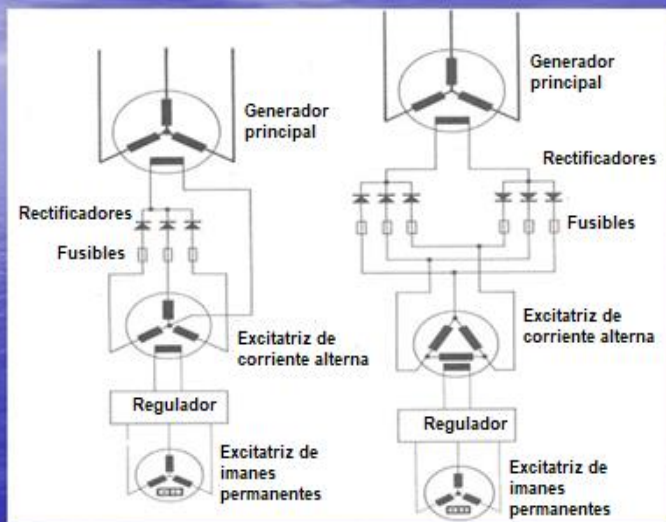


6. Diagrama en bloques del generador con PMG





Sistemas de excitación con excitatriz de corriente alterna



7. Interruptor electromagnético sentron 3WL

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Descripción

El incremento de la instalación de sistemas electrónicos ha aumentado las exigencias de los interruptores automáticos abiertos, especialmente las referentes al control y observación de los incidentes de la red. La serie completa y uniforme de aparatos SENTRON, compuesta de interruptores de caja moldeada y abiertos, cubre todas las exigencias desde 630 hasta 6300 A.

Ámbito de utilización

- Como interruptores de alimentación, distribución, acoplamiento y salida para instalaciones eléctricas.
- Como equipos de protección y maniobra para motores, condensadores, generadores, transformadores, barras colectoras y cables.
- Como interruptor principal y de desconexión de emergencia en combinación con un dispositivo de desconexión de emergencia (DIN VDE 0113, IEC 60 204-1).

Ejecuciones

- Intensidades asignadas: 630 A hasta 6300 A
- 3 tamaños para diferentes intensidades asignadas
- Ejecuciones en 3 y 4 polos
- Tensión asignada de servicio hasta ac 690 V y cc 600 V. Disponible ejecución especial a ac 1000 V
- 3 poderes de corte diferentes, desde 50 kA hasta 100 kA para aplicaciones ac y un nivel de poder de corte cc. Las versiones AC se suministran en ejecución de interruptor automático e interruptor seccionador. Las versiones cc sólo se suministran en ejecución de interruptor seccionador.

Los interruptores automáticos SENTRON WL son suministrados completos con accionamiento (accionamiento manual con acumulador de energía con activación mecánica), disparador por sobreintensidad e interruptores auxiliares (2 de cierre y 2 de apertura como estándar) y pueden, bajo demanda, equiparse con disparadores auxiliares.

Los interruptores seccionadores automáticos SENTRON WL se suministran sin sistema de disparo por sobreintensidad.

Aprobaciones

Los interruptores automáticos SENTRON WL cumplen las siguientes normas:

- IEC 60 947-2
- DIN VDE 0660 Parte 101
- Resistencia al clima según DIN IEC 68 Parte 30-2
- UL 489* (en aprobación)

Condiciones de empleo

Los interruptores automáticos SENTRON WL son resistentes a los efectos climáticos según DIN IEC 68 Parte 30-2. Están diseñados para trabajar en locales cerrados en los cuales no existan condiciones de servicio adversas (p.ej., polvo, vapores corrosivos, gases agresivos). Para la instalación de los interruptores en locales polvorientos o húmedos, hay que prever los envolventes adecuados.

Dimensiones uniformes

Los interruptores automáticos SENTRON WL de igual tipo de montaje, se diferencian en cuanto a sus dimensiones únicamente en el ancho de sus aparatos, que depende del número de polos y del tamaño constructivo. Según el tipo de ejecución, las dimensiones del aparato en la ejecución extraíble se ajustan a las del bastidor guía, que son un poco mayores.

Menor necesidad de espacio

Los aparatos SENTRON WL están contruidos para ahorrar espacio en extremo, sin que esto afecte a sus elevadas prestaciones. Los aparatos del tamaño constructivo 1 (hasta 1600 A) se adaptan a una celda de 400mm de ancho y ofrecen un poder de corte de $I_{cu}=65$ kA.

Disparador por sobreintensidad

El disparador por sobreintensidad electrónico es independiente de la tensión de mando y posibilita una adaptación a las diferentes exigencias de protección de las instalaciones de distribución, motores, transformadores y generadores.

Interruptor seccionador de potencia
Una ejecución especial del interruptor

automático es el interruptor seccionador automático. Los interruptores seccionadores automáticos se construyen sin el sistema de disparo por sobreintensidad y no asumen por tanto ninguna función de protección de la instalación.

Una aplicación es su utilización como interruptor de acoplamiento en instalaciones con alimentación en paralelo. Las ejecuciones y equipamientos pueden seleccionarse en correspondencia con el interruptor automático.

Conexiones principales

Todos los interruptores automáticos, hasta 5000 A, están equipados de forma estándar con conexiones principales posteriores, horizontales.

Los interruptores automáticos con una intensidad asignada máxima de 6300 A están equipados con conexiones principales verticales.

Opcionalmente son posibles las siguientes variantes:

- Conexiones horizontales posteriores (estándar).
- Conexiones accesibles frontalmente con una hilera de perforaciones.
- Conexiones accesibles frontalmente con doble hilera de perforaciones (perforaciones conforme a DIN 43 673)
- Conexiones verticales posteriores.
- Conexiones planas (tipo brida)

Capacidad de comunicación

El internacionalmente estandarizado PROFIBUSDP transmite valores de intensidad, estados de maniobra, causas de disparo, etc. en tiempo real a una computadora.

En unión con la función de medida se registran datos y se posibilita la administración de la energía, así como una reducción sensible de los costos.

Un nuevo bus interno en el interruptor automático posibilita la comunicación en la celda de maniobra entre el interruptor automático y los aparatos secundarios típicos de la celda del interruptor automático:

- Mando de los indicadores analógicos
- Posibilidad de comprobación del circuito de comunicación con el interruptor automático
- Indicación de interruptor desconectado y motivo.

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

- Módulo de entradas para la lectura de otras señales de la celda del interruptor automático y para la transmisión de estas señales a PROFIBUS-DP
- Módulos de salida diversos para la visualización de valores medidos.

No sólo es posible, por lo tanto, la supervisión a distancia del propio aparato, sino adicionalmente la transmisión de los valores actuales del conjunto de la instalación y su maniobra a distancia.

Accionamientos

Los interruptores se pueden suministrar opcionalmente con los siguientes accionamientos:

- Accionamiento manual con acumulador con activación mecánica (equipamiento estándar).
- Accionamiento manual con acumulador con activación mecánica y eléctrica.
- Accionamiento manual/motorizado con acumulador con activación mecánica y eléctrica.

Los accionamientos con activación eléctrica son apropiados para tareas de sincronización.

Conexiones auxiliares

La conexión de los interruptores auxiliares se realiza en correspondencia al tipo de montaje:

- Ejecución removible: Los interruptores auxiliares internos se conectan a la regleta de terminales del lado del interruptor automático. Este establece en la posición de extraído una unión con el módulo deslizante en el bastidor guía. Con ayuda de un adaptador (técnica de conexión por tornillo SIGUT ó técnica de resorte) estos pueden cablearse de nuevo.
- Montaje fijo: En este caso se insertan los conectores auxiliares directamente al interruptor automático.

Modularidad

Muchos de sus componentes, como p.ej., disparador auxiliar, accionamiento motor, disparador por sobreintensidad, transformador de intensidad, interruptor de señalización y de alarma, dispositivo

de rearme automático o enclavamientos, permiten posteriormente su sustitución o su nueva instalación de una manera sencilla, para de este modo poder adaptar el interruptor a nuevas y cambiantes exigencias.

Los contactos principales permiten su sustitución para aumentar la vida del interruptor automático.

Módulos accesorios para el disparador por sobreintensidad

La modularidad es una de las características a resaltar de los nuevos interruptores automáticos SENTRON WL. Para los propios disparadores por sobreintensidad, están a disposición para un posterior equipamiento pantallas LCDs especiales, módulos de protección contra derivación a tierra y módulos de comunicación.

Módulo enchufable de adaptación a la intensidad asignada (rating plug)

Para efectuar cambios de la intensidad asignada, no debe realizarse ahora ningún cambio de los transformadores de intensidad. En vez de esto, se sustituyen los módulos de adaptación a la intensidad asignada (Rating-Plug), de fácil acceso e integrados en el disparador por sobreintensidad. De este modo, el interruptor automático no sólo se ajusta automáticamente a la nueva intensidad asignada, sino que también, ésta queda indicada.

Dimensiones uniformes

Los interruptores automáticos SENTRON WL de igual tipo de montaje, se diferencian en cuanto a sus dimensiones únicamente en el ancho de sus aparatos, que depende del número de polos y del tamaño constructivo. Según el tipo de ejecución, las dimensiones del aparato en la ejecución extraíble se ajustan a las del bastidor guía, que son un poco mayores.

Curva características I² tI² para protección contra sobrecargas

La protección contra sobrecargas L (Long time protection) en las ejecuciones ETU45B,

ETU55B y ETU76B permite una conmutación de las curvas características entre I² tI² t.

La característica I² t permite una mejor selectividad con interruptores automáticos y fusibles postconectados.

Panel de mando

El panel de mando está conformado de tal manera, que mediante la realización de un corte en la puerta, todos los elementos de mando e indicadores permanecen accesibles con la puerta del armario de maniobra cerrada. Los paneles de mando de todos los interruptores automáticos (técnica de montaje fijo y removible, 3/4 polos) son idénticos. El panel de mando ofrece un grado de protección IP20.

Protección del medio ambiente

Los materiales plásticos utilizados están libres de halógeno. El reciclaje de los aparatos se realiza sin problemas gracias a la gran calidad de los materiales seleccionados.

Seguridad

Para por una parte, proteger el interruptor automático y la instalación de maniobras no autorizadas y por otra parte, proteger al personal de servicio y de mantenimiento, se incluye una amplia cantidad de dispositivos de enclavamiento, que además pueden ser equipados de manera posterior.

Otras características de seguridad son:

- Posibilidad de acometida tanto por arriba como por abajo.
- Posibilidad de bloquear de forma estándar el bastidor guía cuando se haya extraído el interruptor.
- Posibilidad de bloquear de forma estándar el interruptor extraíble contra su desplazamiento.
- Alto grado de protección con marco para puerta IP 55
- Bloqueo mecánico de rearme tras un disparo por sobrecarga ó cortocircuito de forma estándar.
- El interruptor se suministra completamente equipado con el número necesario de conectores auxiliares

3

Wondershare T14

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Descripción

Criterios de selección para interruptores automáticos SENTRON WL.

Los criterios fundamentales para la selección de interruptores automáticos son:

- Intensidad de cortocircuito máxima $I_{2k\ max}$ en el lugar de montaje del interruptor automático. Este valor determina el poder de corte o la capacidad de soportar un cortocircuito del interruptor automático.


Con los valores ICU, ICS, ICW del interruptor, se coteja y determina en esencia el tamaño del mismo. Véase la tabla.

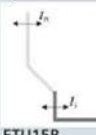
- Intensidad asignada I_n que debe circular por la derivación respectiva. Este valor no puede ser mayor que la intensidad asignada máxima del interruptor. En el SENTRON WL, la intensidad asignada se ajusta mediante el módulo de adaptación a la intensidad asignada.
- Temperatura ambiente del interruptor automático. Se toma como referencia la temperatura interna del armario de maniobra.
- Tipo de montaje del interruptor automático
- Intensidad de cortocircuito mínima que circula a través del aparato de maniobra. El disparador debe reconocer este valor como cortocircuito y reaccionar frente a él con un disparo.
- Funciones de protección del interruptor automático. Esto queda fijado mediante la selección del correspondiente disparador por sobreintensidad. Véase la tabla adjunta.

Otras informaciones

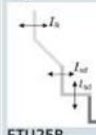
Informaciones actualizadas en internet bajo: <http://www.siemens.de/sentron>

122





ETU15B



ETU25B

Funciones básicas de protección			
Protección contra sobrecargas	L	✓	✓
Protección contra cortocircuitos con retardo breve	S	-	✓
Protección contra cortocircuitos sin retardo	I	✓	✓
Protección del conductor neutro	N	-	-
Protección contra derivaciones a tierra	G	-	-
Funciones adicionales			
Protección del conductor neutro con -/desconectable		-	-
Protección contra cortocircuitos con retardo breve con -/desconectable		-	-
Protección contra cortocircuitos sin retardo con -/desconectable		-	-
Memoria térmica con -/desconectable		-	-
Vigilancia de carga		-	-
Protección contra cortocircuitos con retardo breve conmutable 12 t		-	-
Protección contra cortocircuitos sin retardo ajustable		✓	-
Protección contra sobrecargas conmutables a 14 t		-	-
Protección contra sobrecargas con -/desconectable		-	-
Protección del conductor neutro ajustable		-	-
Juegos de parámetros conmutables		-	-
Parametrización y visualización			
Parametrización a través de potenciómetros giratorios (10 escalones)		✓	✓
Parametrización a través de comunicación (valores absolutos)		-	-
Parametrización a través de menú (valores absolutos)		-	-
Parametrización a través de menú (valores absolutos)		-	-
Parametrización a distancia de funciones adicionales		-	-
LCD alfanumérico		-	-
LCD gráfico		-	-
Función de medida			
Función de medida		-	-
Función de medida Plus		-	-
Comunicación			
CubicleBUS		-	-
Comunicación vía PROFIBUS-DP		-	-
Comunicación vía Ethernet		-	-
✓ Estándar	- No existente	○ Opcional	

wondershare™

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

	ETU27B	ETU45B	ETU55B	ETU76B
	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓
	✓	○	○	○
	✓	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	✓	✓	✓
	-	○	✓	✓
	-	-	✓	✓
	✓	✓	-	-
	-	-	✓	✓
	-	-	✓	✓
	-	-	✓	✓
	-	○	✓	✓
	-	-	-	✓
	-	○	○	○
	-	○	○	○
	-	✓	○	○
	-	○	○	○

wondershare TM

3

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removable

Ejecución estándar

Los interruptores automáticos SENTRON WL disponen de forma estándar del siguiente equipamiento:

- Pulsadores de conexión ON y de desconexión OFF, mecánicos
- Accionamiento manual con acumulador de energía y con activación mecánica
- Indicador de la posición de maniobra $\square/1$
- Indicador de la disponibilidad de conexión \square/OK
- Indicador del estado del acumulador de energía
- Interruptores auxiliares 2NA + 2NC
- Conexiones principales horizontales, posteriores, para montaje fijo y para técnica extraíble hasta 5000 A y conexiones principales posteriores verticales para 6300 A.
- Para interruptores de 4 polos, el 4 polo (N) está montado a la izquierda y tiene 100% de cargabilidad.
- Indicación de desgaste de los contactos principales.

- Sistema de conectores auxiliares con técnica de conexión por tornillo SIGUT. El suministro incluye todos los conectores auxiliares según equipamiento interno, incluyendo un dispositivo de codificación contra intercambio por confusión de interruptores en montaje fijo.
- El suministro incluye todos los conectores auxiliares según equipamiento interno, incluyendo un dispositivo de codificación contra intercambio por confusión de interruptores para montaje fijo.
- Indicación mecánica de interruptor disparado del sistema de disparo por sobreintensidad
- Bloqueo mecánico contra rearme después de un disparo. El panel de mando no puede ser retirado cuando el interruptor automático esté conectado.
- El panel de mando no puede ser retirado cuando el interruptor automático esté conectado.
- Adicionalmente para la técnica extraíble:
- Contactos principales: contactos laminados

en el bastidor guía, terminales de contacto en el interruptor automático extraíble.

- Indicador, sobre el panel de mando, de la posición del interruptor extraíble dentro del bastidor guía.
 - Manivela imperdible para el desplazamiento del interruptor automático extraíble.
 - Bastidor guía con guías abatibles, para una manipulación sencilla del interruptor automático extraíble.
 - Bloqueo contra el desplazamiento del interruptor automático extraíble.
 - El interruptor automático extraíble no permite su desplazamiento al estar conectado.
 - Dispositivo de codificación de intensidad asignada entre el bastidor guía y el interruptor automático extraíble.
- La medida de la profundidad del interruptor automático viene indicada desde el lado posterior del interruptor automático

	Máxima intensidad asignada I_n max (A)	Poderes de corte con 440 V AC (kA) o I_{cu} con 300 V DC (kA)	Dimensiones		
			Montaje fijo 3 / 4 polos	Extraíble 3 / 4 polos	
Tamaño III	6300	H 100	704 / 914	704 / 914	Ancho
	5000		434 / 434	460 / 460	Altura
	4000		291 / 291	385 / 385	Profundidad
Tamaño II	3200	DC 30, N 55, S 80, H 100	460 / 590	480 / 590	Ancho
	2500		434 / 434	460 / 460	Altura
	2000		291 / 291	385 / 385	Profundidad
	1600				
	1250				
	1000				
Tamaño I	1600	N 50, S 65	320 / 410	320 / 410	Ancho
	1250		434 / 434	480 / 460	Altura
	1000		291 / 291	385 / 385	Profundidad
	800				
	630				

La medida de la profundidad del interruptor automático viene indicada desde el lado posterior del interruptor automático hasta la superficie interior de la puerta cerrada del armario.

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Datos técnicos

Poder de corte								
Tamaño		I		II				III
Tipo		3WL11		3WL12				3WL13 ¹⁾
Clase de poder de corte		N	S	N	S	H	DC	H
Hasta AC 415 V								
¹⁰⁰	kA	50	65	55	80	100	-	100
¹⁰⁰	kA	50	65	55	80	100	-	100
¹⁰⁰	kA	105	143	121	176	220	-	220
Hasta AC 440 V								
¹⁰⁰	kA	50	65	55	80	100	-	100
¹⁰⁰	kA	50	65	55	80	100	-	100
¹⁰⁰	kA	105	143	121	176	220	-	220
Hasta AC 690 V								
¹⁰⁰	kA	42	50	50	75	85	-	85
¹⁰⁰	kA	42	50	50	75	85	-	85
¹⁰⁰	kA	82	105	105	165	187	-	187
Hasta AC 1000 V								
¹⁰⁰	kA	-	-	-	-	45	-	50
¹⁰⁰	kA	-	-	-	-	45	-	50
¹⁰⁰	kA	-	-	-	-	95	-	105
Hasta DC 300 V								
¹⁰⁰	kA	-	-	-	-	-	30	-
Hasta DC 600 V								
¹⁰⁰	kA	-	-	-	-	-	25	-

Intensidad asignada de corta duración admisible								
Tamaño constructivo		I		II				III
Tipo		3WL11		3WL12				3WL13
Clase de poder de corte		N	S	N	S	H	DC	H
0,5s	kA	42	65	55	80	85	-	85 ²⁾ /100 ⁴⁾
1s	kA	42	50	55	65	60 ¹⁾ /80 ²⁾	30 ⁶⁾ /25 ⁷⁾	85 ²⁾ /100 ⁴⁾
2s	kA	29,5	35	39	46	46 ¹⁾ /56 ²⁾	-	56 ²⁾ /70 ⁴⁾
3s	kA	24	29	32	37	37 ¹⁾ /46 ²⁾	-	46 ²⁾ /57 ⁴⁾
4s	kA	21	25	27	32	32 ¹⁾ /40 ²⁾	-	40 ²⁾ /50 ⁴⁾

- 1) Tamaño II con $I_{n, max.} \leq 2500$ A.
- 2) Tamaño II con $I_{n, max.} \leq 3200$ A.
- 3) Tamaño III con $I_{n, max.} \leq 5000$ A.
- 4) Tamaño III con $I_{n, max.} \leq 6300$ A.
- 5) Poder de corte en el polo N = 60%.
- 6) Con $U_n = 300$ V
- 7) Con $U_n = 600$ V



Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Datos técnicos										
Tamaño		I			II					
Tipo		hasta 3WL11 10	3WL11 12	3WL11 16	3WL12 08	3WL12 10	3WL12 12	3WL12 16	3WL12 20	
Intensidad asignada I_n para 40 °C, para 50/60 Hz conductores principales conductor neutro (sólo para 4 polos)		A hasta 1000	1250	1600	800	1000	1250	1600	2000	
Tensión asignada de servicio U_n para 50/60 Hz 1000 V		AC V hasta 690	hasta 690	hasta 690	hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	
Tensión asignada de aislamiento U_i		AC V 1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
Tensión asignada soportada al impulso U_{imp} vías de corriente principales conductores auxiliares circuitos de mando		kV 12	12	12	12	12	12	12	12	
Función de seccionamiento DIN EN 60 947-2		si	si	si	si	si	si	si	si	
Categoría de empleo		B (excepto categoría DC)								
Temperatura ambiente admisible en servicio (para servicio con LCD máx. 55°C) en almacén (vérgase en cuenta las condiciones especiales para LCD's)		°C -25/+70	-25/+70	-25/+70	-25/+70	-25/+70	-25/+70	-25/+70	-25/+70	
Carga admisible para conexiones principales horizontales en la parte posterior		hasta 55 °C (Cu limpias) hasta 60 °C (Cu limpias) hasta 70 °C (Cu pintadas de negro)	A 1000 1250 1210	1250 1600 1490	1600 800 800	800 1000 1000	1000 1250 1250	1250 1600 1600	1600 2000 2000	
Consumo de potencia para I_n con carga trifásica simétrica interruptor automático fijo interruptor extraíble		W 100	105 205	150 350	40 85	45 95	60 165	85 175	180 320	
Tempos de maniobra tiempo de conexión tiempo de desconexión tiempo de conex. eléct. (med. bobina de cierre) ²⁾ tiempo de conex. eléct. (med. disp. de apertura) tiempo de desconexión eléctrica (disparador de mínima tensión sin retardo) tiempo de desconexión a través de ETU por disparo por cortocircuito instantáneo		ms 35	35	35	35	35	35	35	35	
Duración de servicio mecánica (sin mantenimiento) mecánica (con mantenimiento) eléctrica (sin mantenimiento) eléctrica (con mantenimiento)		Ciclos de maniobra 10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	
Frecuencia de maniobra Ejecución 690 V Ejecución 1000 V		1/h 60	60	60	60	60	60	60	60	
Pausa mínima entre desconexión vía disparador por sobreintensidad y la desconexión siguiente del interruptor automático (sólo con rearme mecánico automático del bloqueo mecánico contra rearme)		ms 80	80	80	80	80	80	80	80	
Posición de montaje										
Grado de protección		sin puerta de amarillo: IP 20, con bastidor para puertas IP 30, con cubierta: IP 65								
Sección mínima de los conductores principales		Pieza 1 x 2 x	2 x 40 x 10	2 x 50 x 10	1 x 50 x 10	1 x 60 x 10	2 x 40 x 10	2 x 50 x 10	3 x 50 x 10	
Conductores auxiliares (Cu) cantidad máx. de conductores auxiliares x sección (uni-/multifilar)		Con. estándar = abraz. de tracc. sin manguito terminal con manguito terminal según DIN 46 226 parte 2 con manguito terminal doble	2 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 2 x 1,5 mm ² (AWG 16); 1 x 2,5 mm ² (AWG 14)							3 x 2 x
Pesos		3 polos	kg 43	43	43	56	56	56	56	
		4 polos	kg 50	50	50	67	67	67	67	

1) Tiempo de desconexión para disparo por cortocircuito sin retardo con ETU158 = 85 ms.
2) Tiempo de conexión por medio de electroimán de liberación para la sincronización (excitación instantánea), 50 ms.

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Datos técnicos						
Tamaño	II		III			
Tipo	3WL12 25	3WL12 32	3WL13 40	3WL13 50	3WL13 63	
Intensidad asignada I_n para 40 °C, para 50/60 Hz conductores principales conductor neutro (sólo para 4 polos)	A 2500 A 2500	3200 3200	4000 4000	5000 5000	6300 6300	
Tensión asignada de servicio U_n para 50/60 Hz 1000 V	AC V hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	hasta 690/1000	
Tensión asignada de aislamiento U_i	AC V 1000	1000	1000	1000	1000	
Tensión asignada soportada al impulso U_{imp} vías de corriente principales conductores auxiliares circuitos de mando	kV 12 kV 4 kV 2,5	12 4 2,5	12 4 2,5	12 4 2,5	12 4 2,5	
Función de seccionamiento DIN EN 60947-2	si	si	si	si	si	
Categoría de empleo	B (excepto categoría DC)					
Temperatura ambiente admisible en servicio (para servicio con LCD máx. 55°C) en almacén (térzase en cuenta las condiciones especiales para LCD's)	°C -25/+70 °C -40/+70	-25/+70 -40/+70	-25/+70 -40/+70	-25/+70 -40/+70	-25/+70 -40/+70	
Carga admisible	hasta 55 °C (Cu limpias) hasta 60 °C (Cu limpias) hasta 70 °C (Cu pintadas de negro)	A 2500 A 2500 A 2280	3200 3020 2870	4000 4000 4000	5000 5000 5000	5920 5810 5500
Consumo de potencia para I_n con carga trifásica simétrica interruptor automático fijo interruptor extraíble	W 270 W 520	410 710	520 810	630 1050	900 1600	
Tiempos de maniobra						
tiempo de conexión	ms 35	35	35	35	35	
tiempo de desconexión	ms 34	34	34	34	34	
tiempo de conex. eléct. (med. bobina de cierre) ¹⁾	ms 100	100	100	100	100	
tiempo de conex. eléct. (med. disp. de apertura)	ms 73	73	73	73	73	
tiempo de desconexión eléctrica (disparador de mínima tensión sin retardo)	ms 73	73	73	73	73	
tiempo de desconexión a través de ETU por disparo por cortocircuito instantáneo	ms 50 ¹⁾	50 ¹⁾	50	50	50	
Duración de servicio						
mecánica (sin mantenimiento)	Ciclos de maniobra	10000	10000	5000	5000	5000
mecánica (con mantenimiento)	Ciclos de maniobra	15000	15000	10000	10000	10000
eléctrica (sin mantenimiento)	Ciclos de maniobra	7500	4000	2000	2000	2000
eléctrica (con mantenimiento)	Ciclos de maniobra	1000	1000	1000	1000	1000
eléctrica (con mantenimiento)	Ciclos de maniobra	15000	15000	10000	10000	10000
Frecuencia de maniobra						
Ejecución 690 V	1/h 60	60	60	60	60	
Ejecución 1000 V	1/h 20	20	20	20	20	
Pausa mínima entre desconexión vía disparador por sobreintensidad y la desconexión siguiente del interruptor automático (sólo con rearme mecánico automático del bloqueo mecánico contra rearme)	ms 80	80	80	80	80	
Posición de montaje						
Grado de protección	sin puerta de amparo: IP 20, con bastidor para puertas IP 30, con cubierta: IP 55					
Sección mínima de los conductores principales	pleinas CU limpias	Pieza 2 x mm ² 100 x 10	3 x 100 x 10	4 x 100 x 10	6 x 100 x 10 6 x 120 x 10	
	pleinas CU pintadas de negro	Pieza 2 x mm ² 100 x 10	3 x 100 x 10	4 x 100 x 10	6 x 100 x 10 6 x 120 x 10	
Conductores auxiliares (Cu) cantidad máx. de conductores auxiliares x sección (uni-multifilar)	Con. estándar = abrazaderas de tracc. sin manguito terminal según DIN 46228 parte 2 con manguito terminal doble Con. op. = abrazaderas de tracc. sin manguito terminal según DIN 46228 parte 2		2 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 2 x 1,5 mm ² (AWG 16) 1 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 1 x 1,5 mm ² (AWG 16)	2 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 2 x 1,5 mm ² (AWG 16)	2 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 2 x 2,5 mm ² (AWG 14) 2 x 0,5 mm ² (AWG 20) hasta 2 x 1,5 mm ² (AWG 16)	
Pesos	3 polos	Interruptor fijo Interup. extraíble Bastidor guía	kg 59 kg 63 kg 39	64 68 45	82 86 70	82 88 70 90 96 75
	4 polos	Interruptor fijo Interup. extraíble Bastidor guía	kg 71 kg 76 kg 47	77 82 54	99 105 84	99 105 84 108 114 89

1) Tiempo de desconexión para disparo por cortocircuito sin retardo con ETU158 = 85 ms.

2) Tiempo de conexión por medio de electroimán de liberación para la sincronización (excitación instantánea), 50 ms

wondershare TM

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Datos técnicos			
Tamaño		I hasta III	
Accionamiento manual con acumulador de energía con activación mecánica			
Conexión/ tensado del acumulador	Fuerza máxima necesaria para mover la palanca de activación Cantidad necesaria de carreras para la palanca	N ≤ 230 9	
Accionamiento manual con acumulador de energía con activación mecánica y eléctrica			
Tensado del acumulador			
Bobina de cierre (CC)	Zona de trabajo	0,85 hasta $1,1 \times U_n$	
	Zona de trabajo ampliada para alimentación por batería	para DC 24 V, DC 48 V DC 60 V, DC 110 V DC 220 V	0,7 hasta $1,26 \times U_n$
	Consumo de potencia	AC/DC	VAW 15/15
	Duración mínima del comando para la bobina de cierre para U_n	ms 60	
	Protección contra cortocircuitos Fusible DIAZED mínimo permitido (clase de servicio gL)/ automático con característica C	1 A TDz (lento)/1 A	
Accionamiento motorizado/manual con acumulador de energía con activación mecánica y eléctrica			
Accionamiento manual			
Motor	Zona de trabajo	0,85 hasta $1,1 \times U_n$	
	Zona de trabajo ampliada para alimentación por batería	para DC 24 V, DC 48 V DC 60 V, DC 110 V DC 220 V	0,7 hasta $1,26 \times U_n$
	Consumo de potencia del motor	AC/DC	VAW 110/110
	Tiempo necesario para el tensado a $1 \times U_n$	s ≤ 10	
Bobina de cierre			
Para motor y bobina de cierre	Protección contra cortocircuitos Motor y bobina de cierre para las mismas tensiones asignadas de alimentación de mando Fusible DIAZED mínimo permitido (clase de servicio gL)/ automático con característica C	2 A TDz (lento)/1 A	
		para $U_n = 24-30$ V	2 A
		para $U_n = 48-60$ V	2 A
		para $U_n = 110-127$ V	1 A
		para $U_n = 220-250$ V	1 A
Señalizaciones del disparador por sobreintensidad			
Precisión de medida del disparador por sobreintensidad		Funciones de protección según EN60 947, indicación de intensidad ≤ 5%; funciones de medida de magnitudes básicas ≤ 1%; funciones de medida de magnitudes secundarias ≤ 4%	
Disparadores auxiliares			
Disparador de apertura (ST) (F1, F2)	Para comando permanente (100 % ED), apto para bloqueos típicos	Valor de activación	Activación
		Zona de trabajo	> $0,7 \times U_n$ (Interruptor se dispara)
		Zona de trabajo ampliada para alimentación por batería	0,85 hasta $1,1 \times U_n$
		Tensión asignada de alimentación de mando U_n	para DC 24 V, DC 48 V DC 60 V, DC 110 V DC 220 V
		Consumo de potencia	V 110, 230 DC 24, 30, 48, 60, 110, 220
		Duración mínima de comando para U_n	AC 50/60 Hz DC
		Tiempo de apertura del interruptor para $U_n = 100\%$	VAW 15/15
		Protección contra cortocircuitos Fusible DIAZED mínimo permitido (clase de servicio gL)/ automático con característica C	ms 60
		Tensión asignada de alimentación de mando U_n	ms 80
		Con acumulador de energía compuesto por disparador de apertura y acumulador de energía	para AC/DC
	Tensión asignada de alimentación de mando U_n	AC 50/60 Hz DC	V 110, 230 V 110, 220
	Zona de trabajo	0,85 hasta $1,1 \times U_n$	
	Consumo de potencia	AC/DC	VAW 15/15
	Tiempo de acumulación para U_n /tiempo de recarga para U_n	max. 5 min/máx. 5 s	
	Tiempo de apertura del interruptor, protección contra cortocircuitos como para "comando permanente"		

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Datos técnicos			
Tamaño		I hasta III	
Disparadores auxiliares			
Disparador de mínima tensión UVR (F3) y UVR-I _e (F4)	Valor de activación	Activación	≥ 0,85 × U _e (el interruptor puede conectarse)
		Desactivación	0,35 hasta 0,7 × U _e (el interruptor se desconecta)
	Zona de trabajo		0,85-1,1
	Zona de trabajo ampliada para alimentación por batería	para DC 24 V, DC 30 V, DC 48 V, DC 110 V, DC 220 V	0,85-1,26
	Tensión asignada de alimentación de mando U _e	AC 50/60 Hz/V DCV	110-127/208-240/380-415 24/30/48/110/220-250 ¹⁾
	Consumo de potencia	ACVA DCW	(200 = reacción) 5 (200 = reacción) 5
	Tiempo de apertura del interruptor para AC/DC U _e = 0		ms 200
	Ejecución UVR (F3) sin retardo		ms 80
	Ejecución UVR-I _e (F4) con retardo		ms 200
	Ejecución UVR-I _e (F4) con retardo, t _{re} = 0,2 hasta 3,2 s rearme vía contacto NC, desconexión directa		≤ 0,2 hasta 3,2 ms ≤ 100
	Protección contra cortocircuitos		1 A TDz (antes) 1 A
Fusible DIAZED mínimo permitido (clase de servicio gL)/ automático con característica C			
Interruptores automáticos dependientes de la posición del interruptor automático (S1, S2, S3, S4, S7, S8)			
Tensión asignada de aislamiento U _i		AC/DCV 500	
Tensión asignada de servicio U _e		AC/DCV 500	
Poder de corte	Corriente alterna 50/60 Hz	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n /AC-12 I _n /AC-15	V 24 hasta 230/380/400 500 A 10 10 10 A 4 3 2
	Corriente continua	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n /DC-12 I _n /DC-13	V 24 48 110 220 A 10 8 3,5 1 A 8 4 1,2 0,4
Protección contra cortocircuitos	Fusible DIAZED máximo permitido (clase de servicio gL) Automático con característica C máximo permitido		10 A TDz, 10 A Dz 10 A
Interruptor de señalización de disponibilidad de conexión (S20) (según DIN VDE 0630)			
Poder de corte	Corriente alterna	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n	V 110 220 A 0,14 0,1
	Corriente continua	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n	V 24 220 A 0,2 0,1
Protección contra cortocircuitos	Fusible DIAZED máximo permitido (clase de servicio gL)		2 A Dz (fílink)
Interup. de señal. de disparo	Duración de la señalización tras el disparo		Bajo demanda
Interruptor de señalización de disparo (S24) (según DIN VDE 0630)			
Poder de corte	Corriente alterna	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n /AC-12	V 230 A 6
	Corriente continua	Tensión asignada de servicio U _e Intens. asignada de servicio I _n /DC-12	V 24 110 220 A 6 0,4 0,2
Protección contra cortocircuitos	Fusible DIAZED máximo permitido (clase de servicio gL)		6 A Dz (rápido)
Interruptor de señalización de disparo	Duración de la señalización tras el disparo		hasta reset manual o eléctrico a distancia (opción)
Interruptor de señalización de posición en el bastidor guía			
Composición de contactos	Señalización:	"Interruptor en posición de servicio" "Interruptor en posición de prueba" "Interruptor en posición de seccionamiento"	3 Conn. 1 Conn. 2 Conn. 6 1 Conn. 1 Conn. 1 Conn.
Tensión asignada de aislamiento U _i		AC 50/60 Hz V 440 DC V 250	
Tensión asignada de servicio U _e		V 250	
Poderes de corte	Intensidad asignada de servicio I _n	I _n /AC-12	110/127 V 13 A, 220/230 V 13 A, 320/400 V 0,6 A
		I _n /AC-15	110/127 V 5 A, 220/230 V 4 A, 320/440 V 3 A
		I _n /DC-12	24 V 13 A, 30 V 10 A, 48 V 6 A
		I _n /DC-13	24 V 0,6 A, 220/230 V 0,6 A, 24 V 0 A, 220/230 V 0,1 A
Protección contra cortocircuitos	Fusible DIAZED máximo permitido (clase de servicio gL) Automático con característica C máximo permitido		8 A TDz (antes) 8 A TDz (antes)

1) 24 V y 30 V sólo para disparadores de mínima tensión UVR (F3).

wondershare T14

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

3 y 4 polos, hasta 6300 A, montaje fijo y removible

Funciones básicas		ETU15B	ETU25B	ETU27B
	Protección contra sobrecargas	✓	✓	✓
	Función conectable/desconectable	✓	✓	✓
	Ajuste de la $I_n - I_n \times \dots$	0.5-0.6-0.7-0.8-0.9-1	0.4-0.45-0.5-0.55-0.6-0.65-0.7-0.8-0.9-1	0.4-0.45-0.5-0.55-0.6-0.65-0.7-0.8-0.9-1
	L Protección contra sobrecargas conmutable (función dependiente de FF o PT)	-	-	-
	Ajuste del grado de inercia I_{ad} para Pt	10 s fijo	10 s fijo	10 s fijo
	Ajuste del grado de inercia I_{ad} para Pt	-	-	-
	Memoria térmica	-	-	-
	Sensibilidad frente a la falta de fase	-	para $t_{d1} = 20$ ms (M)	para $t_{d1} = 20$ ms (M)
	N Protección del conductor N	-	-	✓ (por conmutador deslizante)
	Función conectable/desconectable	-	-	✓
Ajuste de la intensidad $I_n = I_n \times \dots$	-	-	1	
S Protección contra cortocircuito con retardo breve	-	✓	✓	
Función conectable/desconectable	-	-	-	
Ajuste de la intensidad de activación $I_{ad} = I_n \times \dots$	-	1.25-1.5-2-2.5-3-4-6-8-10-12	1.25-1.5-2-2.5-3-4-6-8-10-12	
Ajuste del tiempo de retardo t_d	-	0-M-100-200-300-400	0-M-100-200-300-400	
Protección contra cortocircuito con retardo breve conmutable (función dependiente de Pt)	-	-	-	
Ajuste del tiempo de retardo t_d para Pt	-	-	-	
Función ZSS	-	-	-	
I Protección contra cortocircuitos sin retardo	✓	✓	✓	
Función conectable/desconectable	-	-	-	
Ajuste de la intensidad de activación $I_a = I_n \times \dots$	2-3-4-5-6-7-8	fijo para $I_n \geq 20 \times I_n$, max. 50 kA	fijo para $I_n \geq 20 \times I_n$, max. 50 kA	
G Protección contra derivaciones a tierra	-	-	✓ montaje fijo	
Función de alarma y disparo	-	-	✓ (por potenciómetro giratorio)	
Función de disparo conectable/desconectable	-	-	✓	
Función de alarma conectable/desconectable	-	-	✓	
Medición de la intensidad de derivación a tierra mediante suma vectorial con transformador de intensidad, externo o interno, en el conductor N	-	-	-	
Medición de la intensidad de derivación a tierra mediante un transformador externo instalado en un conductor de puesta a tierra	-	-	-	
Ajuste de la intensidad de activación I_d para disparo	-	-	A-B-C-D-E	
Ajuste de la intensidad de activación I_d para alarma	-	-	-	
Ajuste del tiempo de retardo t_d	-	-	100-200-300-400-500 ms	
Protección contra derivaciones a tierra conmutable (función dependiente de Pt)	-	-	-	
Ajuste del tiempo de retardo t_d para Pt	-	-	-	
Función q-ZSS	-	-	-	
Juegos de parámetros	Commutable entre juegos de parámetros A y B	-	-	
LCD	LCD alfanumérico (4 líneas)	-	-	
	LCD gráfico	-	-	
Comunicación	CubicleBUS integrado	-	-	
	Comunicación vía PROFIBUS DP	-	-	
Función de medida	Cap. de medida con func. de medida/unc. de medida PLUS	-	-	
Señalización via LED	Disparador por sobrentensidad activo	✓	✓	
	Alarma	✓	✓	
	Fallo interno del disparador	✓	✓	
	Disparo L	✓	✓	
	Disparo S	✓	✓	
	Disparo I	✓	✓	
	Disparo N	✓	✓	
	Disparo G	✓	✓	
	Alarma G	✓	✓	
	Disparo a través de una señal externa	-	-	
	Comunicación	-	-	
Alarmas via un interruptor de alarma con módulos CubicleBUS externos (opto o relé)	Alarma por sobrecarga	-	-	
	Descorrelación de la carga, conexión de la carga	-	-	
	Pre-alarma de sobrecarga 200 ms	-	-	
	Alarma de temperatura	-	-	
	Asimetría de fases	-	-	
	Disparo por cortocircuito sin retardo	-	-	
	Disparo por cortocircuito con retardo breve	-	-	
	Disparo por sobrecarga	-	-	
	Disparo por sobrentensidad por el neutro	-	-	
	Disparo por derivación a tierra	-	-	
	Alarma por derivación a tierra	-	-	
	Relé auxiliar	-	-	
	Función de fallo del disparador	-	-	
Incrementos para el ajuste menú/com. o com.		Indicación del tiempo de retardo en ms.		
de ... hasta	incremento	de ... hasta	incremento	
0 ... 1	0,1	1.000 ... 1.600	50	
1 ... 100	1	1.600 ... 10.000	100	
100 ... 500	5	10.000 ... máx. 1.000	-	
500 ... 1.000	10			
		M = Protección de motor, con retardo de 20 ms. Com. = ajuste via Breaker Additive o via PROFIBUS-DP. Menú = Ajuste de guía de menú via entrada directa sobre el disparador.		

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

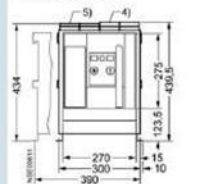
Funciones básicas	ETU45B	ETU55B	ETU76B
Protección contra sobrecargas	✓	✓	✓
Función conectable/desconectable	✓	✓ (con/des para com.)	✓
Ajuste de la $I_R = I_n \times \dots$	0.4-0.45-0.5-0.55-0.6-0.65-0.7-0.8-0.9-1	0.4 hasta 1	0.4 hasta 1
Protección contra sobrecargas conmutable (función dependiente de Pt o Ptq)	✓ (por conmutador deslizante)	✓ (por com.)	✓
Ajuste del grado de inercia I_{gr} para Pt	2-3-5-5.5-8-10-14-17-21-25-30 s	2 hasta 30 s	2 hasta 30 s
Ajuste del grado de inercia I_{gr} para Ptq	1-2-3-4-5 s	1 hasta 5 s	1 hasta 5 s
Memoria térmica	✓ (con/des por conmut. deslizante)	✓ (con/des por com.)	✓ (con/des por menú/com.)
Sensibilidad frente a la falta de fase	✓ (con/des por com.)	✓ (con/des por com.)	✓ (con/des por menú/com.)
para $t_{cc} = 20$ ms (M)			
Protección del conductor N	✓	✓	✓
Función conectable/desconectable	✓ por conmutador deslizante	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Ajuste de la intensidad $I_N = I_n \times \dots$	0.5 hasta 1	0.5 hasta 2	0.5 hasta 2
Protección contra cortocircuito con retardo breve	✓	✓	✓
Función conectable/desconectable	✓ (por potenciómetro giratorio)	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Ajuste de la intensidad de activación $I_{ca} = I_n \times \dots$	1-2.5-1.5-2-2.5-3-4-6-8-10-12	1.25 hasta $0.8 \times I_{cc}$ (Comm)	1-2.5 hasta $0.8 \times I_{cc}$
Ajuste del tiempo de retardo t_{cc}	M-100-200-300-400 ms	M-80 hasta 4000 ms	M-80 hasta 4000 ms
Protección contra cortocircuito con retardo breve conmutable (función dependiente de Ptq)	✓ (por potenciómetro giratorio)	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Ajuste del tiempo de retardo t_{cc} para Ptq	100-200-300-400 ms	100 hasta 400 ms	100 hasta 400 ms
Función ZSS	por módulo CubicleBUS	por módulo CubicleBUS	por módulo CubicleBUS
Protección contra cortocircuitos sin retardo	✓	✓	✓
Función conectable/desconectable	✓ (por potenciómetro giratorio)	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Ajuste de la intensidad de activación $I_{ca} = I_n \times \dots$	1.5-2-2.3-4-6-8-10-12-0.8 $\times I_{cc}$	$1.5 \times I_n$ hasta $0.8 \times I_{cc}$	$1.5 \times I_n$ hasta $0.8 \times I_{cc}$
Protección contra derivaciones a tierra	✓	✓	✓
Función de alarma y disparo	○ Módulo equipable post.	○ Módulo equipable post.	○ Módulo equipable post.
Función de disparo conectable/desconectable	✓ (por potenciómetro giratorio)	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Función de alarma conectable/desconectable	✓	✓ (por com.)	✓ (por menú/com.)
Medición de la intensidad de derivación a tierra mediante suma vectorial con transformador de intensidad, externo o interno, en el conductor N	✓	✓	✓
Medición de la intens. de derivación a tierra mediante un transf. externo instalado en un conductor de puesta a tierra	✓	✓	✓
Ajuste de la intensidad de activación I_{dt} para disparo	A-B-C-D-E	A hasta E	A hasta E
Ajuste de la intensidad de activación I_{dt} para alarma	A-B-C-D-E	A hasta E	A hasta E
Ajuste del tiempo de retardo t_{dt}	100-200-300-400-500 ms	100 hasta 500 ms	100 hasta 500 ms
Protección contra derivaciones a tierra conmutable (función dependiente de Ptq)	✓	✓	✓
Ajuste del tiempo de retardo t_{dt} para Ptq	100-200-300-400-500 ms	100 hasta 500 ms	100 hasta 500 ms
Función o ZSS	por módulo CubicleBUS	por módulo CubicleBUS	por módulo CubicleBUS
Juegos de parámetros			
Commutable entre juegos de parámetros A y B	-	✓	✓
LCD			
LCD alfanumérico (4 líneas)	○	✓	✓
LCD gráfico	-	-	✓
Comunicación			
CubicleBUS integrado	✓	✓	✓
Comunicación vía PROFIBUS-DP	✓	✓	✓
Función de medida			
Capac. de medida con func. de medida/func. de medida PLUS	✓	✓	✓
Señalización via LED			
Disparador por sobrealintensidad activo	✓	✓	✓
Alarma	✓	✓	✓
Fallo interno del disparador	✓	✓	✓
Disparo L	✓	✓	✓
Disparo S	✓	✓	✓
Disparo I	✓	✓	✓
Disparo N	✓	✓	✓
Disparo G	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)
Alarma G	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)
Disparo a través de una señal externa	✓	✓	✓
Comunicación	✓	✓	✓
Alarmas via un interruptor de alarma con módulos CubicleBUS externos (opto o relé)			
Alarma por sobrecarga	✓	✓	✓
Desconexión de la carga, conexión de la carga	✓	✓	✓
Prealarma de sobrecarga 200 ms	✓	✓	✓
Alarma de temperatura	✓	✓	✓
Asimetría de fases	✓	✓	✓
Disparo por cortocircuito sin retardo	✓	✓	✓
Disparo por cortocircuito con retardo breve	✓	✓	✓
Disparo por sobrecarga	✓	✓	✓
Disparo por sobrealintensidad por el neutro	✓	✓	✓
Disparo por derivación a tierra	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)
Alarma por derivación a tierra	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)	✓ (solo con mód. contra deriv. tierra)
Relé auxiliar	✓	✓	✓
Función de fallo del disparador	✓	✓	✓
Ajuste de la intensidad de activación I_a			
Tam. I y Tam. II			
A	100 A	400 A	
C	300 A	600 A	
D	600 A	800 A	
E	900 A	1000 A	
	1200 A	1200 A	

Wondershare™

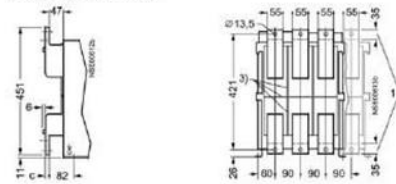
Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño I, hasta 1600 A, montaje fijo 3 y 4 polos

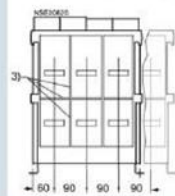
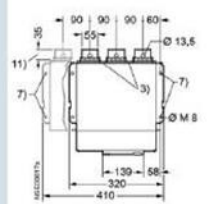
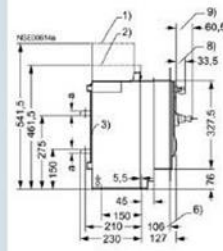
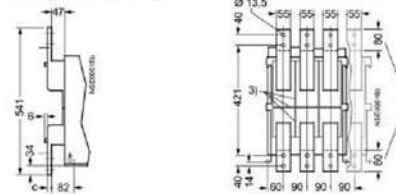
**Ejecución estándar
Conexión horizontal**



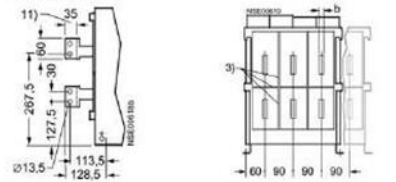
**Variantes de conexión opcionales
Conexión frontal (sencilla)**



Conexión frontal (doble hilera de perforaciones) Según DIN 43 673



Conexión vertical



- 1) Distancia libre para extraer la cámara apagachispas.
- 2) Espacio para expulsión de gases, espacio libre para conexiones auxiliares.
- 3) Ranuras (4 mm ancho, 5 mm profunda) para el soporte de las placas separadoras de fases en la instalación
- 4) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT)
- 5) Conector auxiliar con técnica por conexión sin tornillos (por resorte)
- 6) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada
- 7) Puntos de fijación para el montaje del interruptor automático en la instalación
- 8) Dispositivo de bloqueo "desconexión segura"
- 9) Accionamiento por llave
- 11) Superficie de conexión
- 12) Ejecución en 4 polos

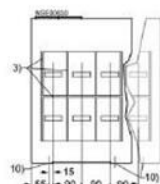
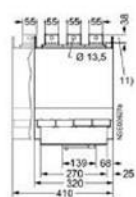
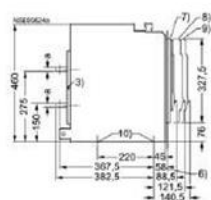
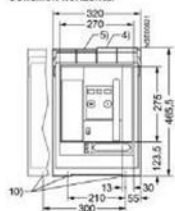
Intensidad asignada del interruptor	a	b	c
hasta 1000	10	10	10
1250-1600	15	15	15

wondershare™

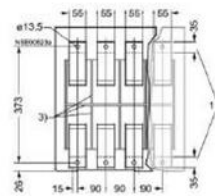
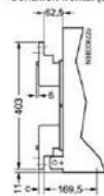
Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño I, hasta 1600 A, montaje removible 3 y 4 polos

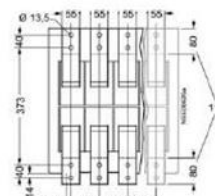
**Ejecución estándar
Conexión horizontal**



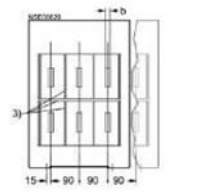
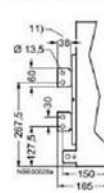
**Variantes de conexión opcionales
Conexión frontal (sencilla)**



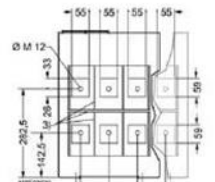
Conexión frontal (doble hilera de perforaciones) según DIN 43 673



Conexión vertical



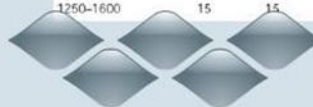
Conexión plana



- 3) Ranuras (4 mm ancho, 5 mm profundo) para el soporte de las placas separadoras de fases en la instalación
- 4) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT)
- 5) Conector auxiliar con técnica por conexión sin tornillos (por resorte)
- 6) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada
- 7) SENTRON WL en posición de servicio
- 8) SENTRON WL en posición de prueba
- 9) SENTRON WL en posición de seccionamiento
- 10) Orificio de fijación 10 mm
- 11) Superficie de conexión.
- 12) Ejecución 4 polos

Intensidad asignada del interruptor

A	a	b	c
hasta 1000	10	10	10
1250-1600	15	15	15

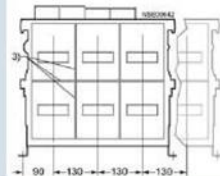
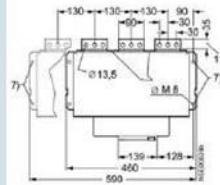
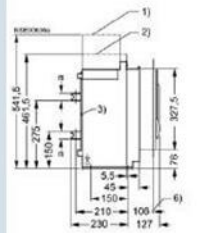
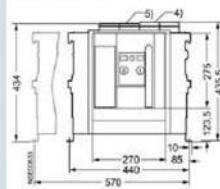


Wondershare T118

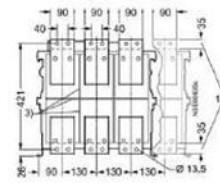
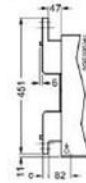
Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño II, hasta 3200 A, montaje fijo 3 y 4 polos

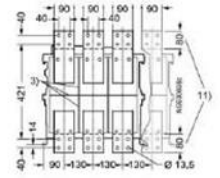
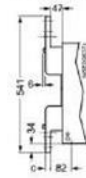
Ejecución estándar Conexión horizontal



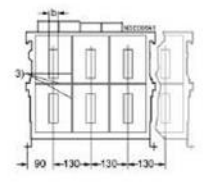
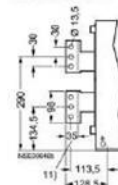
Variantes de conexión opcionales Conexión frontal (senilla)



Conexión frontal (doble hilera de perforaciones) según DIN 43 673



Conexión vertical

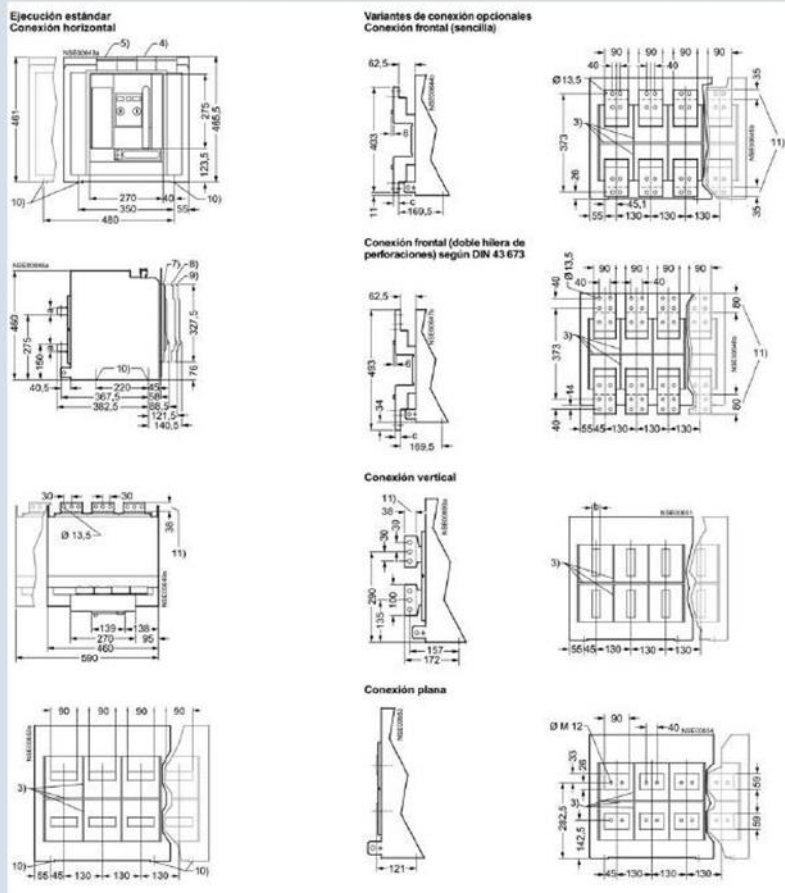


- 1) Distancia libre para extraer la cámara apagachispas.
- 2) Espacio para expulsión de gases, espacio libre para conexiones auxiliares.
- 3) Ranuras (4 mm de ancho, 5 mm de profundidad) para el soporte.
Las placas separadoras de fases en la instalación
- 4) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT)
- 5) Conector auxiliar con técnica por conexión sin tornillos (por resorte)
- 6) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada
- 7) Puntos de fijación para el montaje del interruptor automático en la instalación
- 11) Superficie de conexión.

Intensidad asignada del interruptor	a	b	c
hasta 2000	10	15	10
2500	15	15	15
3200	20	20	30

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño II, hasta 3200 A, montaje fijo 3 y 4 polos



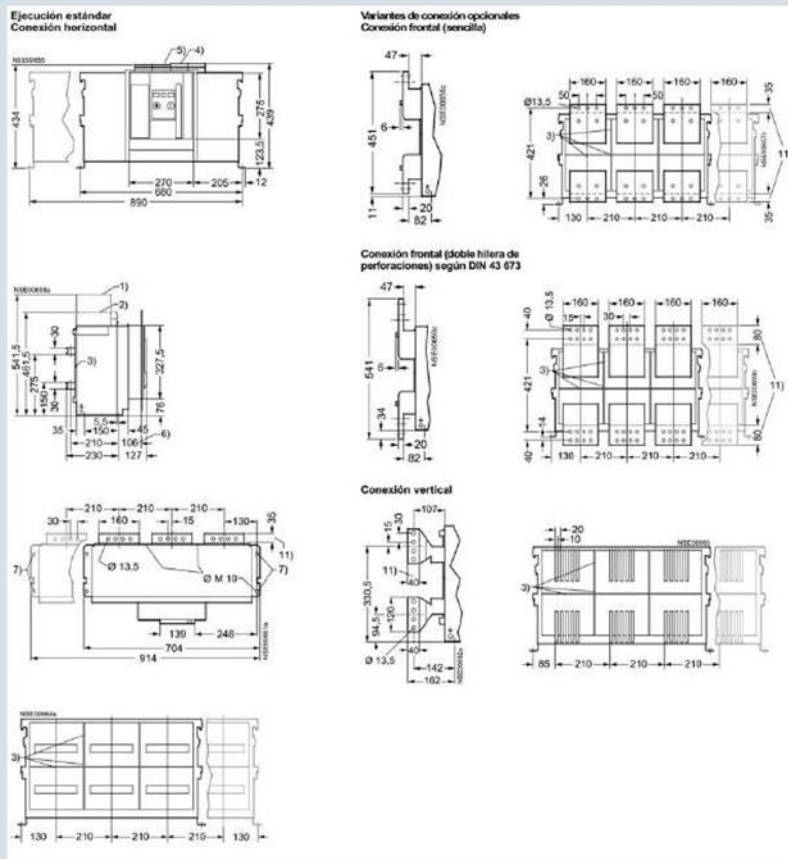
- 1) Distancia libre para extraer la cámara apagachispas.
- 2) Espacio para expulsión de gases, espacio libre para conexiones auxiliares.
- 3) Ranuras (4 mm de ancho, 5 mm de profundidad) para el soporte.
- 4) Las placas separadoras de fases en la instalación.
- 5) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT).
- 6) Conector auxiliar con técnica por conexión sin tornillos (por resorte).
- 7) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada.
- 8) Puntos de fijación para el montaje del interruptor automático en la instalación.
- 11) Superficie de conexión.
- 12) Ejecución 4 polos

Intensidad asignada del interruptor A	a	b	c
hasta 2000	10	10	10
2500	15	15	15
3200	30	30	30

wondershare T14

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño III, hasta 6300 A, montaje fijo 3 y 4 polos



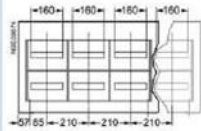
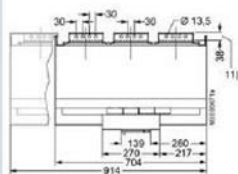
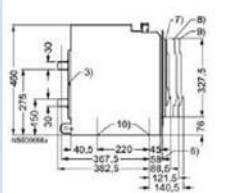
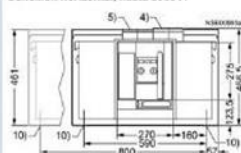
- 1) Distancia libre para extraer la cámara apagachispas.
- 2) Espacio para expulsión de gases, espacio libre para conexiones auxiliares.
- 3) Ranuras (4 mm de ancho, 5 mm de profundidad) para el soporte. Las placas separadoras de fases en la instalación
- 4) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT)
- 5) Conector auxiliar con técnica de conexión sin tornillos (por resorte)
- 6) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada
- 7) Puntos de fijación para el montaje del interruptor automático en la instalación
- 11) Superficie de conexión.
- 12) Ejecución 4 polos



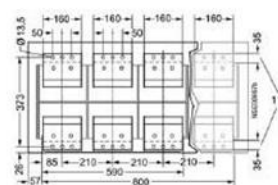
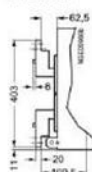
Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Tamaño II, hasta 3200 A, montaje fijo 3 y 4 polos

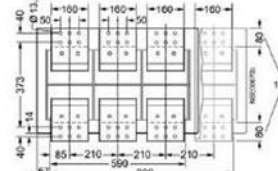
Ejecución estándar
Conexión horizontal, hasta 5000 A



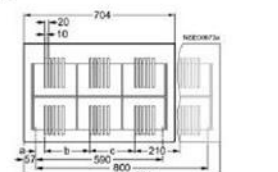
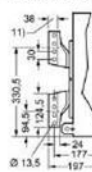
Variantes de conexión opcionales
Conexión frontal (sencilla)
hasta 4000 A



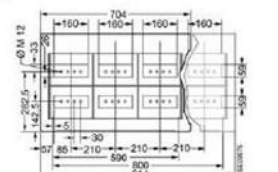
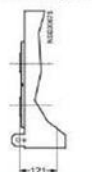
Conexión frontal (doble hilera de perforaciones) según DIN 43 673, hasta 4000 A



Conexión vertical, hasta 6300 A



Conexión plana, hasta 4000 A



- 3) Ranuras (4 mm de ancho, 5 mm de profundidad) para el soporte de las placas separadoras de fases en la instalación
- 4) Conector auxiliar con técnica de conexión por tornillo (SIGUT)
- 5) Conector auxiliar con técnica por conexión sin tornillos (por resorte)
- 6) Cota a la superficie interna de la puerta del armario cerrada
- 7) SENTRON WL en posición de servicio
- 8) SENTRON WL en posición de prueba
- 9) SENTRON WL en posición de seccionamiento
- 10) Orificio de fijación 10 mm
- 11) Superficie de conexión.

Intensidad asignada del interruptor

A	a	b
4000	40	210
5000	40	210
6300	5	245

wondershare™

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Interruptores electromagnéticos 3WL operación manual con unidad de disparo contra tiempo corto, sobrecarga y corto circuito instantáneo, sin falla a tierra (LSIN)

Interruptor Electromagnético Montaje Fijo			Capacidad Interruptiva IEC 60 947-2		Número de catálogo
Tipo	Tamaño	Corriente nominal	V	kA	
3WL11082EB341AA2	1	800 A.	440 690	50 42	3WL11082EB341AA2
3WL11122EB341AA2	1	1200 A.	440 690	50 42	3WL11122EB341AA2
3WL11162EB341AA2	1	1600 A.	440 690	50 42	3WL11162EB341AA2
3WL12202EB341AA2	2	2000 A.	440 690	55 50	3WL12202EB341AA2
3WL12252EB341AA2	2	2500 A.	440 690	55 50	3WL12252EB341AA2
3WL12323EB341AA2	2	3200 A.	440 690	80 75	3WL12323EB341AA2
3WL13404EB341AA2	3	4000 A.	440 690	100 85	3WL13404EB341AA2
3WL13504EB311AA2	3	5000 A.	440 690	100 85	3WL13504EB311AA2

Interruptor Electromagnético Montaje Removible			Capacidad Interruptiva IEC 60 947-2		Número de catálogo actual
Tipo	Tamaño	Corriente nominal	V	kA	
3WL11082EB371AA2	1	800 A.	440 690	50 42	3WL11082EB371AA2
3WL11122EB371AA2	1	1200 A.	440 690	50 42	3WL11122EB371AA2
3WL11162EB371AA2	1	1600 A.	440 690	50 42	3WL11162EB371AA2
3WL12202EB371AA2	2	2000 A.	440 690	55 50	3WL12202EB371AA2
3WL12252EB371AA2	2	2500 A.	440 690	55 50	3WL12252EB371AA2
3WL12323EB371AA2	2	3200 A.	440 690	80 75	3WL12323EB371AA2

Accesorios para interruptores 3WL

		Número de catálogo
3WL91110AT530AA0	Módulo de falla a tierra para int 3WL para unidad (LSIN) ETU45B	3WL91110AT530AA0
3WL91110AF030AA0	3WL91110AF030AA0 Motor elec. P/3WL 120V	3WL91110AF030AA0
3WL91110AF040AA0	3WL91110AF040AA0 Motor elec. P/3WL 240V	3WL91110AF040AA0
3WL91110AE040AA0	3WL91110AE040AA0 Bobina min. ten. 3WL 120V	3WL91110AE040AA0
3WL91110AE050AA0	3WL91110AE050AA0 Bobina min. ten. 3WL 240V	3WL91110AE050AA0
3WL91110AD050AA0	3WL91110AD050AA0 Bob. de disparo 3WL 110V	3WL91110AD050AA0
3WL91110AD060AA0	3WL91110AD060AA0 Bob. de disparo 3WL 220V	3WL91110AD060AA0
3WL91110AG010AA0	Bloque interr. aux. 3WL 2NA+2NC+2C	3WL91110AG010AA0



Wondershare™

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

Módulo enchufable (RATING PLUG) para ETU25, 27, 45, 55, 75, 76

Tipo	Corriente nominal	Número de catálogo
3WL91110AA550AA0	630A	3WL91110AA550AA0
3WL91110AA560AA0	800A	3WL91110AA560AA0
3WL91110AA570AA0	1000 A	3WL91110AA570AA0
3WL91110AA580AA0	1250 A	3WL91110AA580AA0
3WL91110AA610AA0	1600A	3WL91110AA610AA0
3WL91110AA620AA0	2000A	3WL91110AA620AA0
3WL91110AA630AA0	2500A	3WL91110AA630AA0
3WL91110AA640AA0	3200A	3WL91110AA640AA0
3WL91110AA650AA0	4000A	3WL91110AA650AA0
3WL91110AA660AA0	5000A	3WL91110AA660AA0
Bloqueo tipo llave para interruptor 3WL		Número de catálogo actual
3WL91110BA360AA0		3WL91110BA360AA0
Módulo de falla a tierra para int 3WL con unidad (LSIN) ETU45B		Número de catálogo
3WL91110AT530AA0		3WL91110AT530AA0
Block de terminales		
3WL91110AB010AA0	Terminal inferior	3WL91110AB010AA0
3WL91110AB030AA0	Terminal superior	3WL91110AB030AA0
3WL91110AB080AA0	Terminal central	3WL91110AB080AA0
Nota: Para interruptor fijo ordenar terminal inferior y superior Para interruptor removible ordenar las tres terminales (inferior, central y superior)		
Transformador de corriente p/neutro		
3WL91110AA310AA0	TC Pineuro tamaño 1	3WL91110AA310AA0
3WL91110AA320AA0	TC Pineuro tamaño 2	3WL91110AA320AA0
3WL91110AA330AA0	TC Pineuro tamaño 3	3WL91110AA330AA0
Bloque mecánico tipo chicote		
3WL91110BB210AA0	Para Int. 3WL Fijo	3WL91110BB210AA0
3WL91110BB240AA0	Para Int. 3WL Removible	3WL91110BB240AA0
Nota: Cada bloqueo incluye un cable de 2 metros		
3WL91110BB250AA0	Cable longitud 2 mts.	3WL91110BB250AA0
Tapa protectora p/unidad de disparo 3WL ETU15B-ETU45B		
3WL91110AT450AA0	Para Int. 3WL	3WL91110AT450AA0



Interrupor electromagnético SENTRON 3WL

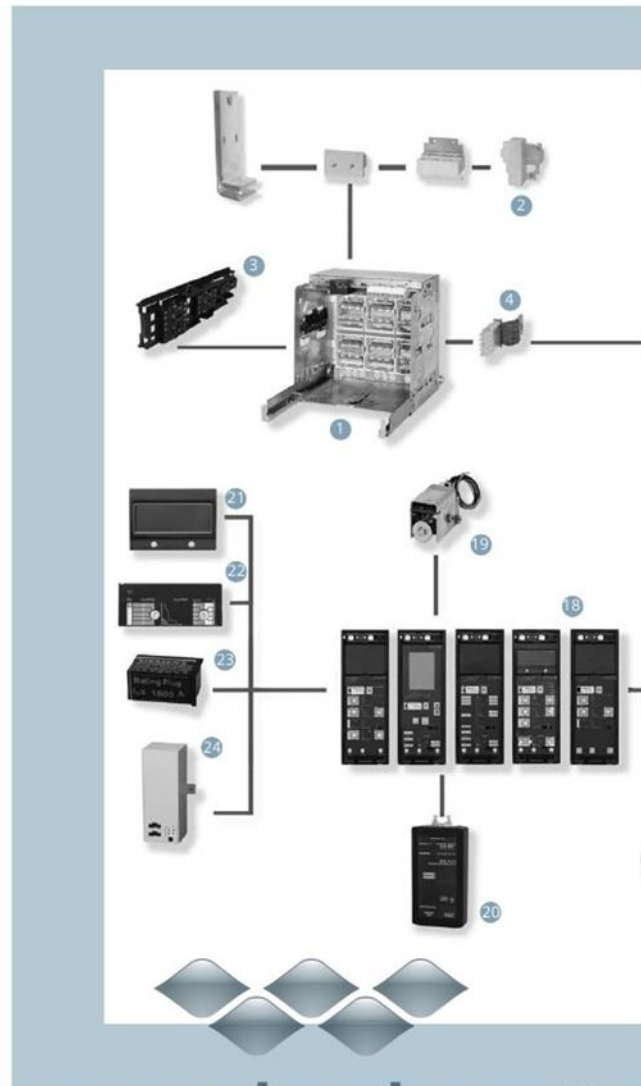
3 y 4 polos, hasta 6300 A, Montaje fijo y extraíble

Soluciones específicas del cliente:
SETRON WL con accesorios

Desde productos individuales de la más alta calidad, integrados en sistemas homogéneos de distribución de energía, hasta soluciones industriales e infraestructurales específicas.

- 1 Bastidores guía
- 2 Conexiones principales en la parte frontal, por brida, horizontales, verticales
- 3 Interruptores de señalización de posición
- 4 Contactos a tierra de acción anticipada
- 5 Cortina (Shutter)
- 6 Módulo COM15 PROFIBUS
- 7 Módulos CubicleBUS externos
- 8 Electroimán de cierre, disparador auxiliar
- 9 Sistema de conexión de conductores auxiliares
- 10 Bloque de contactos auxiliares
- 11 Bastidor obturador para puerta
- 12 Set de enclavamiento, placa de base
- 13 Tapa de accionamiento, tapa transparente
- 14 Pulsador de parada de emergencia, con cerradura de seguridad
- 15 Accionamiento motorizado
- 16 Contador de ciclos de maniobra
- 17 Breaker Status Sensor (BSS)
- 18 Disparador de sobreintensidad (ETU)
- 19 Electroimán de reinicialización
- 20 Breaker Data Adapter (BDA)
- 21 Módulo LCD de cuatro líneas
- 22 Módulo de protección contra derivaciones a tierra
- 23 Módulo de adaptación a la intensidad asignada
- 24 Módulo de función de medida
- 25 Interruptor automático

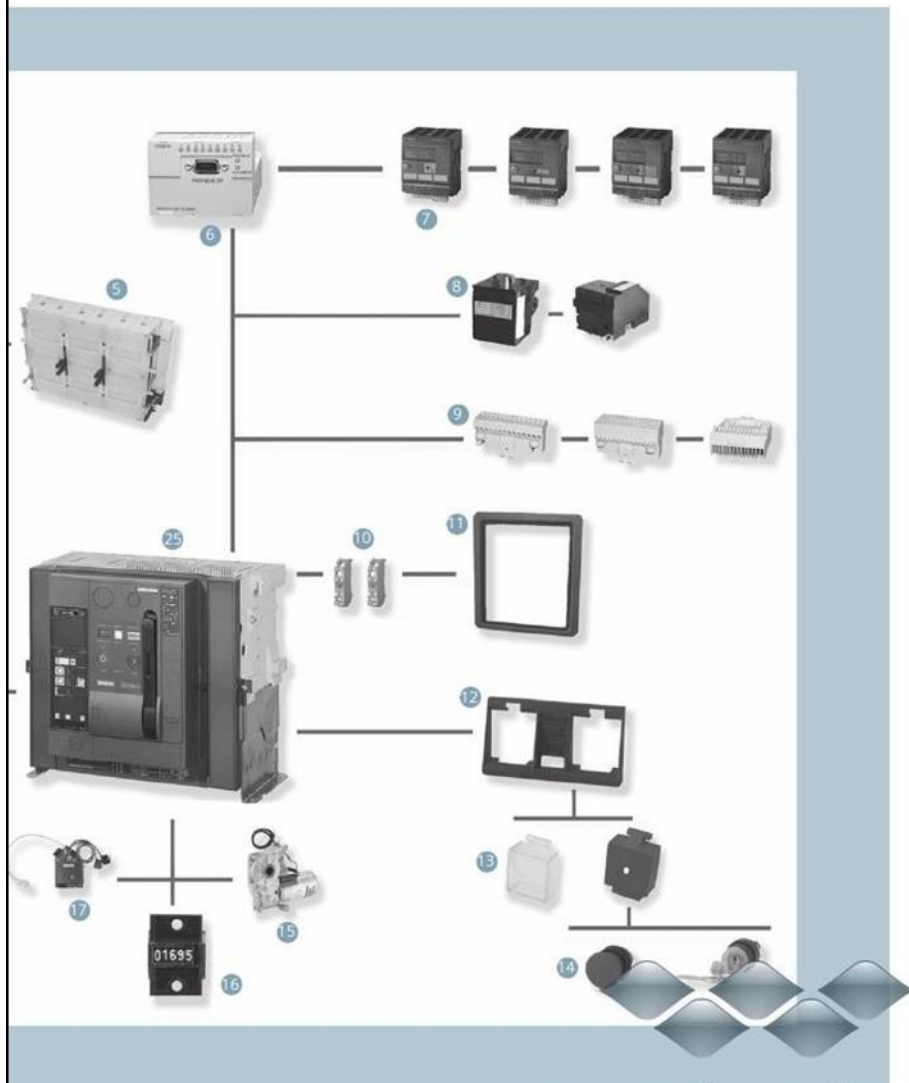
140



Wondershare™

Interruptor electromagnético SENTRON 3WL

integrated
CubicleBUS



3

wondershare™